

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КІРОВОГРАДСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ АВТОМАТИКИ ТА ЕНЕРГЕТИКИ

Кафедра "Електротехнічні системи"

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

Методичні вказівки до виконання курсової роботи



Кіровоград 2010

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КІРОВОГРАДСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ АВТОМАТИКИ ТА ЕНЕРГЕТИКИ

Кафедра *“Електротехнічні системи”*

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

Методичні вказівки до виконання курсової роботи
зі спеціальності 7.000008 «Енергетичний менеджмент»

Затверджено
на засіданні кафедри
“Електротехнічні системи”
Протокол № 7 від 7.12.2009

Кіровоград 2010

Методичні вказівки до курсової роботи з курсу “Енергетичний аудит” для студентів спеціальності 7.000008 “Енергетичний менеджмент” усіх форм навчання. / Укладачі: Плешков П.Г., Серебренніков С.В., Котиш А.І., Савеленко І.В., Сіріков О.І. – Кіровоград: КНТУ, 2010 – 109 с. /

Укладачі: П.Г. Плешков – доцент, кандидат технічних наук
С.В. Серебренніков – доцент, кандидат технічних наук
А.І. Котиш – доцент, кандидат технічних наук
І.В. Савеленко – асистент
О.І. Сіріков – асистент, кандидат технічних наук

ЗМІСТ

Вступ	5
Загальні вимоги до курсової роботи.....	6
Завдання на курсову роботу з енергетичного аудиту.....	6
Зміст курсової роботи.....	7
Методичні вказівки до виконання курсової роботи	9
1. Вивчення технологічного процесу підприємства та мапи енергопотоків.....	9
2. Побудова фактичного електроенергетичного балансу підприємства....	10
2.1. Визначення електричних навантажень розрахунковим методом.....	10
2.1.1. Визначення освітлювальних електричних навантажень.....	10
2.1.2. Визначення електричних навантажень до 1000 В.....	11
2.1.3. Визначення електричних навантажень вище 1000 В.....	14
2.2. Побудова й аналіз фактичних графіків електричних навантажень підприємства.....	15
2.3. Розрахунок втрат електроенергії у високовольтних мережах.....	19
2.4. Представлення фактичного балансу електроенергії.....	22
3. Розробка енергозощаджуючих заходів в системі електропостачання підприємства.....	24
3.1. Аналіз роботи трансформаторних підстанцій підприємства.....	26
3.2. Оцінка фактичного балансу реактивної потужності та вибір пристроїв компенсації.....	28
3.3. Обґрунтування закону регулювання та вибір режиму роботи пристроїв компенсації.....	32
4. Побудова нормалізованого електроенергетичного балансу підприємства.....	32
4.1. Побудова нормалізованих графіків електричних навантажень підприємства.....	32
4.2. Розрахунок втрат електроенергії у мережах підприємства з урахуванням енергозощаджуючих заходів.....	33
4.3. Представлення нормалізованого балансу електроенергії.....	33
5. Побудова картограми навантажень та вибір раціонального місця розташування ГПП/ЦРП.....	34
6. Розрахунок оплати за споживання електроенергії.....	37
6.1. Аналіз оплат за різними тарифними системами.....	37
6.2. Дослідження зміни оплати за диференційованим тарифом при регулюванні режиму електроспоживання у часі.....	39
6.3. Визначення фактичного коефіцієнту потужності та оплати за споживання (генерацію) реактивної енергії.....	40
7. Складання паливо-енергетичного балансу підприємства.....	42
7.1. Побудова та аналіз синтетичного паливно-енергетичного балансу....	42

7.2. Порівняльний аналіз альтернативних видів енергоносіїв для системи теплопостачання.....	46
8. Теплоенергетичний баланс підприємства (цеху).....	47
8.1. Розрахунок теплових втрат крізь огорожуючі конструкції.....	48
8.2. Розробка рекомендацій щодо теплозаощаджуючих заходів та економічне обґрунтування їх впровадження.....	52
9. Розробка систем комерційного та технічного обліку ПЕР.....	55
9.1. Вибір приладів та устаткування для контролю потоків ПЕР.....	55
9.2. Розрахунок метрологічних характеристик системи обліку.....	56
10. Контроль ефективності використання електроенергії в агрегатах.....	58
10.1. Згладжені енергетичні характеристики агрегату.....	58
10.2. Агрегати з прямолінійними характеристиками підведеної потужності.....	60
10.3. Агрегат з увігнутими характеристиками підведеної потужності.....	64
10.4. Агрегат з опуклими характеристиками підведеної потужності.....	65
10.5. Визначення середньої продуктивності і середньої підведеної потужності агрегату.....	68
10.6. Характеристика підведеної потужності прямолінійна.....	69
10.7. Характеристика підведеної потужності нелінійна.....	73
10.8. Побудова енергетичної діаграми агрегату. Характеристика можливих режимів його роботи.....	76
10.9. Вибір найбільш енергоекономічного режиму роботи агрегату.....	77
10.10. Визначення планової величини середньокалендарної питомої витрати електроенергії по агрегату.....	78
10.11. Визначення впливу технологічних параметрів X_1 і X_2 на зміну величини витрати електроенергії по агрегату.....	78
10.12. Аналіз виконання встановленої планової величини питомої витрати електроенергії.....	82
11. Висновки у вигляді короткого звіту з енергоаудиту та виявлених МЕЗ.....	85
Список літератури.....	88
Додатки.....	90

ВСТУП

Енергетичний аудит – це вид діяльності, спрямований на зменшення споживання енергетичних ресурсів суб'єктами господарювання за рахунок підвищення ефективності їхнього використання.

Енергетичний аудит призначений для вирішення таких головних завдань:

- обстеження існуючого стану використання паливно-енергетичних ресурсів на об'єкті;
- розробка організаційно-технічних заходів, спрямованих на зниження енергетичних витрат;
- визначення потенціалу заощадження енергії;
- економічне обґрунтування запропонованих можливостей енергозаощадження (МЕЗ).

Підсумковим документом проведеного енергоаудиту є звіт, що містить підсумки вивчення стану споживання енергії і енергоносіїв на об'єкті та рекомендації з ефективного енерговикористання й МЕЗ.

Державний стандарт України ДСТУ 4065-2001 регламентує загальні вимоги на проведення енергоаудиту. Енергоаудит полягає у виконанні наступних послідовних етапів.

1. Визначення обсягу споживання різних видів енергії і її вартості за репрезентований термін часу.
2. Обстеження енергетичних потоків на об'єкті та складання енергобалансу.
3. Аналіз ефективності використання енергії та енергоносіїв.
4. Розробка рекомендацій з ефективного використання енергоресурсів.
5. Економічне обґрунтування запропонованих рекомендацій.
6. Підготовка звіту з енергоаудиту.

Загальні вимоги до курсової роботи

У курсовій роботі студент повинен виконати енергетичний аудит промислового підприємства із оформленням звіту.

Курсова робота має за мету систематизувати і поглибити знання, одержані при вивченні теоретичного курсу, дати навички для їх практичного застосування при розв'язанні конкретних техніко-економічних задач з енергозаощадження. Курсове проектування сприяє розвитку самостійного мислення студента та надає можливість студенту виявити свої творчі здібності у галузі енергетики.

Основні розділи курсової роботи містять теоретичні відомості, приклади розрахунків, рисунки, схеми тощо. Розрахунки повинні містити формули, числові значення величин, що входять до них, кінцевий результат розрахунків із зазначенням одиниць вимірювання. Кількість ілюстрацій, що розміщують у пояснювальній записці, має бути достатньою для надання матеріалу ясності і конкретності.

До переліку використаної у проєкті літератури включають всі джерела, на які є посилання. Джерела розміщуються за черговістю посилання або у алфавітному порядку мовою оригіналу.

При захисті курсової роботи студент має довести доцільність та виправданість самостійно прийнятих технічних рішень. Оцінка з проєкту ставиться за результатами захисту, з урахуванням якості роботи над проєктом протягом семестру.

Завдання на курсову роботу з енергетичного аудиту

Завдання на курсову роботу видається і підписується керівником.

Вихідними даними для виконання курсової роботи з енергетичного аудиту підприємства є:

- виробничий профіль підприємства, технологічна схема виробництва, види споживаних паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), продуктивність та ін. показники;
- перелік структурних підрозділів підприємства та схема генерального плану з нанесенням мереж високої напруги;
- дані про струмоприймачі по цехах підприємства;

- режим роботи підприємства та добовий графік навантаження;
- кількість і потужність існуючих трансформаторних підстанцій (ТП), ГПП;

- паливо-енергетичні показники підприємства;
- відомості про обсяги продукції, що випускається певним агрегатом, відповідне споживання енергоресурсів та впливаючі технологічні параметри.

Курсова робота складається з розрахунково-пояснювальної записки обсягом 40-50 сторінок формату А4.

Зміст курсової роботи

1. Вступ. Вивчення технологічного процесу підприємства та мапи енергопотоків.

2. Побудова фактичного електроенергетичного балансу підприємства.

2.1. Визначення електричних навантажень розрахунковим методом.

2.1.1. Визначення освітлювальних електричних навантажень.

2.1.2. Визначення електричних навантажень до 1000 В.

2.1.3. Визначення електричних навантажень вище 1000 В.

2.2. Побудова й аналіз фактичних графіків електричних навантажень підприємства.

2.3. Розрахунок втрат електроенергії у високовольтних мережах.

2.4. Представлення фактичного балансу електроенергії.

3. Розробка енергозощаджуючих заходів в системі електропостачання.

3.1. Аналіз роботи трансформаторних підстанцій підприємства.

3.2. Оцінка фактичного балансу реактивної потужності та вибір пристроїв компенсації.

3.3. Обґрунтування закону регулювання та вибір режиму роботи пристроїв компенсації.

4. Побудова нормалізованого електроенергетичного балансу підприємства.

4.1. Побудова нормалізованих графіків електричних навантажень підприємства.

4.2. Розрахунок втрат електроенергії у мережах підприємства з урахуванням енергозощаджуючих заходів.

4.3. Представлення нормалізованого балансу електроенергії.

5. Побудова картограми електричних навантажень та вибір раціонального місця розташування ГПП/ЦРП.

6. Розрахунок оплати за споживання електроенергії.

6.1. Аналіз оплат за різними тарифними системами.

6.2. Дослідження зміни оплати за диференційованим тарифом при регулюванні режиму електроспоживання у часі.

6.3. Визначення фактичного коефіцієнту потужності та оплати за споживання (генерацію) реактивної енергії.

7. Складання паливо-енергетичного балансу підприємства.

7.1. Побудова та аналіз синтетичного паливно-енергетичного балансу (ПЕБ).

7.2. Порівняльний аналіз альтернативних видів енергоносіїв для системи тепlopостачання.

8. Теплоенергетичний баланс підприємства (цеху).

8.1. Розрахунок теплових втрат крізь огорожуючі конструкції.

8.2. Розробка рекомендацій щодо теплозаощаджуючих заходів та розрахунок економії від їх впровадження.

9. Розробка систем комерційного та технічного обліку ПЕР.

9.1. Вибір приладів та устаткування для контролю потоків.

9.2. Розрахунок метрологічних характеристик системи обліку.

10. Розробка енергозаощаджуючих заходів (ЕЗЗ) для заданого електричного агрегату (вентиляційної, насосної установок, печі, системи освітлення тощо).

10.1. Побудова енергетичної діаграми агрегату та характеристика режимів його роботи.

10.2. Визначення питомого розходу електроенергії по агрегату. Аналіз дотримання планової питомої витрати електроенергії.

11. Звіт з енергоаудиту підприємства та виявлених МЕЗ.

12. Список використаної літератури.

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОЇ РОБОТИ

1. Вивчення технологічного процесу підприємства та мапи енергопотоків

Приступаючи до енергоаудиту слід вияснити – до якої галузі належить дане підприємство, яку продукцію виробляє, які основні стадії містить технологічний процес та які види енергії потрібні для здійснення тої чи іншої операції?

Наприклад, на взуттєвій фабриці при формуванні шкіряного верху, заготовку зволожують-прогрівають парою (термоволога обробка), штампують у прес-формі за допомогою стисненого повітря і фіксують, висушуючи електронагрівом. Отже, для здійснення цих 3-х операцій потрібні 3 види енергоносіїв – пара (від котельні), стиснене повітря (від компресорної), електричний струм (від ГПП/ЦРП, цехових ТП).

Тому на генеральний план підприємства наносять джерела енергії, точки обліку та шляхи її транспортування до споживачів, наприклад: для води, газу, пари й повітря – трубопроводи, для електроенергії – кабельні лінії. Слід вказати характеристики енергопроводів: умови прокладання – у ґрунті на глибині L чи у повітрі на висоті Y , значення перерізу, марку тепло-, електроізоляції тощо. Разом з описом видів енергоносіїв, які потрібні для певної стадії технологічного процесу (або результатом накладання мапи використання ПЕР на мапу технологічного процесу) це становить мапу енергопотоків на даному виробництві. У подальшому її слід ґрунтовно проаналізувати стосовно мінімізації втрат ПЕР та вдосконалення проектних рішень. Визначення питомого споживання ПЕР по стадіях техпроцесу та порівняння їх із нормами дозволяє зробити висновок про ефективність споживання ПЕР по кожному техпроцесу, об'єкту та підприємству в цілому.

За заданим виробничим профілем підприємства студент повинен з довідникової літератури [15, 19, 20] та інших джерел вияснити його технологічний процес, склад основного устаткування, види споживаних ПЕР та інші показники; ознайомитися згідно завданню із структурою та основними енергетичними потребами даного підприємства, намітити мапу енергопотоків на схемі генерального плану підприємства. Виконати обстеження рівня споживання енергоресурсів та енергій згідно галузевих норм [17, 20, 21]. Оцінити жорсткість технологічного процесу в плані

можливостей регулювання режиму енергоспоживання протягом доби, місяця, року.

2. Побудова фактичного електроенергетичного балансу підприємства

Аналіз енергобалансу промпідприємства (цеху) спрямований на вирішення наступних основних завдань: оцінка фактичного стану енерговикористання і виявлення причин і значень втрат (перевитрат) енергоресурсів.

На основі вихідних та довідкових даних слід виконати оцінку енергоефективності використання ПЕР та намітити основні шляхи вдосконалення енерговикористання.

Попереднє енергетичне обстеження об'єкту, характер і особливості виробництва, змінність роботи, енергетичні характеристики надають проєктанту уяву про виробничий процес та про конкретні агрегати, а порівняння енергетичних показників з нормативними чи з кращим досвідом (наприклад, країн ЄС) дає можливість оцінити потенціал енергозаощадження та виявити раціональні напрями з реконструкції систем енергопостачання.

2.1. Визначення електричних навантажень розрахунковим методом

2.1.1. Визначення освітлювальних електричних навантажень

При проведенні енергоаудиту першочергово перевіряється система освітлення, як така, що домінує серед можливостей електрозаощадження за доступністю і простотою.

Потужність освітлювальних електроприймачів для ділянок, цехів і виробничих корпусів можна обґрунтувати методом питомої щільності навантаження:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{пит}} \cdot F, \quad (2.1)$$

де $P_{\text{пит}}$ – питома щільність навантаження освітлення (коливається у межах: від 6-10 Вт/м² для складів до 18-20 Вт/м² для адміністративних будівель), кВт/м²;

F – площа об’єкту, що розглядається (визначається за генпланом підприємства), м².

Розрахункова активна і реактивна потужності освітлювальних електроприймачів:

$$P_{p.oy} = K_1 \cdot K_c \cdot P_{осв}, \quad (2.2)$$

де K_1 – коефіцієнт, який враховує втрату потужності в ПРА, для ламп розжарення $K_1=1,0$, для люмінесцентних ламп $K_1=1,2$, для ламп ДРЛ $K_1=1,12$; K_c – коефіцієнт попиту, який визначається за таблицею 2.1;

Таблиця 2.1. Значення коефіцієнту попиту K_c для робочого освітлення

Характеристика об’єкту	K_c
Виробничі споруди, складені з окремих крупних прогонів	0,95
Адміністративно-побутові споруди, інженерно-лабораторні корпуси	0,8
Виробничі споруди, складені з декількох окремих приміщень	0,85
Складські будови і електричні підстанції	0,6

$$Q_{p.oy} = P_{p.oy} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.3)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ відповідає характерному для даних джерел світла коефіцієнту потужності $\cos \varphi$: для ламп розжарення приймається $\cos \varphi=1$, для люмінесцентних ламп $\cos \varphi=0,9$, для ламп ДРЛ, які включаються без конденсаторів з метою підвищення коефіцієнту потужності, $\cos \varphi=0,5$.

Розрахунки освітлювальних навантажень слід подавати у вигляді стандартної таблиці (табл. 2.2).

2.1.2. Визначення електричних навантажень до 1000 В

Розрахункові навантаження до 1000 В визначаються за методом упорядкованих діаграм. Розрахунок навантажень необхідно виконати в стандартній табличній формі (табл. 2.3).

Таблиця 2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень

№ п/п	Найменування підрозділів	$F, \text{м}^2$	$p_0, \text{Вт/м}^2$	$P_y, \text{кВт}$	K_c	K_1	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$
1	Механічний цех	5280	16	84,48	0,95	1,20	0,90	0,48	96,3	46,6	107
2	Термічний цех	5750	14	80,50	0,95	1,12	0,50	1,73	85,7	148,4	171,3
3	Механічний цех	2720	16	43,52	0,95	1,20	0,90	0,48	49,6	24,0	55,1
4	Складальний цех	2720	7	19,04	0,95	1,20	0,90	0,48	21,7	10,5	24,1
5	Територія заводу	45000	0,1	4,50	1,00	1,12	0,50	1,73	5,0	8,7	10,1
				232,04					253,3	229,5	341,8

Таблиця 2.3. Розрахунок електричних навантажень до 1000 В

№	Найменування групи споживачів	Кіл-ть ЕС	Встановлена потужність, кВт		m	K_n	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Середнє навантаження		$n_{\text{еф}}$	K_m	Розрахункове навантаження		
			Одного	Сумарна					$P_{\text{см}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{см}}, \text{квар}$			$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$
1	Механічний цех	40	1,5-70	2200	47	0,15	0,70	1,02	330	337	40	1,37	452,10	336,67	563,68
2	Термічний цех	25	15-250	3150	17	0,50	0,85	0,62	1575	976	25	1,17	1842,75	976,10	2085,30
3	Механічний цех	45	5-20	400	4	0,25	0,70	1,02	100	102	40	1,23	123,00	102,02	159,80
4	Складальний цех	80	10-40	900	4	0,35	0,65	1,17	315	368	45	1,16	365,40	368,28	518,79
Всього по заводу		190	1,5-250	6650	167	0,35	0,79	0,77	2320	1783	53	1,15	2668,00	1783,06	3208,98

Розрахункове максимальне навантаження групи електроприймачів

$$P_p = K_M K_B P_H = K_M P_{CM}, \quad (2.4)$$

де K_M – коефіцієнт максимуму активної потужності, знаходиться з таблиць або кривих [1] в залежності від значення групового коефіцієнта використання та ефективного числа електроприймачів у групі; K_B – груповий коефіцієнт використання активної потужності (задається у вихідних даних);

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n P_{CM}}{\sum_{i=1}^n P_H}, \quad (2.5)$$

де n – кількість електроприймачів; P_{CM} , P_H – відповідно середня і сумарна номінальні потужності групи електроприймачів.

Ефективне число електроприймачів n_e визначається в залежності від значення K_B і співвідношення

$$m = \frac{P_{Hmax}}{P_{Hmin}}, \quad (2.6)$$

де P_{Hmax} , P_{Hmin} – номінальна потужність відповідно найбільшого та найменшого електроприймача у групі.

При $m \geq 3$ та $K_B \geq 0,2$ ефективне число електроприймачів

$$n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_H}{P_{Hmax}}, \quad (2.7)$$

Якщо знайдене по (2.6) значення n_e є більшим, ніж ефективне число електроприймачів n , то слід приймати $n_e = n$.

При $K_B < 0,2$ n_e визначається по кривих або таблицях [1].

Розрахункове реактивне навантаження групи електроприймачів приймається при

$$\begin{aligned} n_e \leq 10 \quad Q_p &= 1,1 Q_{cm} \\ n_e > 10 \quad Q_p &= Q_{cm} \end{aligned} \quad (2.8)$$

де Q_{cm} – середнє реактивне навантаження групи електроприймачів за найбільш завантажену зміну, визначається за формулою

$$Q_{cm} = P_{cm} \operatorname{tg} \varphi. \quad (2.9)$$

Розрахунковий максимум повного навантаження

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.10)$$

Залежно від режиму роботи всі групи електроприймачів поділяють на дві частини: перша – електроприймачі з постійним режимом роботи, для яких $K_b \geq 0,6$; друга – електроприймачі з режимом роботи, який змінюється, для них $K_b < 0,6$.

2.1.3. Визначення електричних навантажень вище 1000 В

При визначенні навантаження в мережі напругою вище 1000 В розрахунковими вузлами навантаження є шини ТП. Рекомендується виконувати наступний порядок розрахунку навантажень в мережі напругою вище 1000 В:

а) сумують номінальні потужності всіх установлених силових ЕП напругою до 1000 В, які живляться від даного ТП;

б) визначають середні навантаження і груповий коефіцієнт використання;

в) визначають ефективне число ЕП, коефіцієнт максимуму, розрахункові навантаження;

г) сумують освітлювальні навантаження;

д) сумують втрати в силових трансформаторах. Втрати потужності в трансформаторах визначають за формулами:

– активні втрати:

$$\Delta P = n \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{k3} K_3^2), \quad (2.11)$$

– реактивні втрати:

$$\Delta Q = n \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_H + \frac{U_{k3}}{100} \cdot S_H \cdot K_3^2 \right), \quad (2.12)$$

де n – число трансформаторів; ΔP_{xx} , ΔP_{k3} – втрати відповідно х.х і к.з, кВт; I_{xx} – струм х.х, %; U_{k3} – напруга к.з, % (таблиця А.1 Додатку А); K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора;

е) підводиться спільний підсумок по ТП середніх і розрахункових силових навантажень, освітлювальних навантажень і втрат у трансформаторах.

Розрахунок електричних навантажень у силових мережах вище 1000 В оформлюється у вигляді табл. 2.4.

Навантаження по підприємству в цілому визначається так само, як і навантаження по окремих ТП.

2.2. Побудова й аналіз фактичних графіків електричних навантажень підприємства

Режим роботи підприємства (одно-, дво- чи тризмінний) обумовлює часові графіки електричних навантажень та режими споживання інших ПЕР.

Річний графік дає можливість визначити сезонні тенденції споживання ПЕР. Місячний графік дає змогу оцінити зміни споживання ПЕР у робочі та вихідні дні. Добовий дає змогу визначити нерівномірність споживання ПЕР.

На підставі замірів на підприємстві будується добовий зимовий і літній графік навантажень $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ з урахуванням кількості робочих і вихідних днів. За максимальну потужність (100%) приймається розрахункове навантаження усього підприємства (останній рядок табл. 2.4).

Таблиця 2.4. Розрахунок електричних навантажень вище 1000 В.

№	Найменування групи споживачів	Кіл-ть ЕС	Встановлена потужність, кВт		m	K_n	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Середнє навантаження		n_{ef}	K_m	Розрахункове навантаження		
			Одного	Сумарна					$P_{\text{см}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{см}}, \text{квар}$			$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП1 (2×1000)														
1	Механічний цех														
	силова	40	1,5-70	2200	47	0,15	0,7	1,02	330	337	40	1,37	452,1	336,67	563,68
	освітлення												96,31	46,64	107
	Всього по ТП1												548,41	383,31	669,09
	Втрати в тр-рах ТП1										Kз=	0,33	9,33	68,31	68,95
	Всього на шинах ТП1												557,7	451,6	717,7
	ТП2 (2×1000)														
2	Термічний цех														
	силова	25	15-250	3150	17	0,5	0,85	0,62	1575	976	25	1,17	1842,7	976,1	2085,3
	освітлення												85,65	148,35	171,30
	Всього по ТП2												1928,4	1124,45	2232,29
	Втрати в тр-рах ТП2										Kз=	1,12	37,00	193,04	196,55
	Всього на шинах ТП2												1965,4	1317,5	2366,1
	ТП3 (1×1000)														
3	Механічний цех														
	силова	45	5-20	400	4	0,25	0,7	1,02	100	102	40	1,23	123	102,02	159,8

Продовження табл. 2.4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	освітлення												49,61	24,03	55,10
	Всього по ТПЗ												172,61	126,05	213,74
	Втрати в тр-рах ТПЗ										Кз=	0,21	3,86	30,51	30,76
	Всього на шинах ТПЗ												176,47	156,561	235,91
	ТП4 (1×1000)														
4	Складальний цех														
	силова	80	10-40	900	4	0,35	0,65	1,17	315	368	45	1,16	365,4	368,28	518,79
	освітлення												21,71	10,51	24,10
	освітлення території заводу												5,04	8,73	10,10
	Всього по ТП4												387,11	378,79	541,60
	Втрати в тр-рах ТП4										Кз=	0,54	6,88	44,13	44,67
	Всього на шинах ТП4												394,0	422,9	578,0
	Всього по заводу														
	силова	190	1,5-250	6650	167	0,35	0,79	0,77	2320	1783	53	1,2	2668,0	1783,0	3208,9
	освітлення												258,32	238,27	351,4
	Всього по заводу 0,4 кВ												2926,3	2021,3	3556,5
	Втрати в тр-рах												57,06	335,99	340,8
	Всього на шинах 10 кВ												2983,4	2357,3	3802,3

Річний графік за тривалістю будується на основі добового графіка. При цьому приймається кількість днів робочих: взимку – 147, влітку – 105; кількість днів вихідних: взимку – 65, влітку – 48.

Для прикладу на рис. 2.1 наведено добові графіки активної і реактивної потужності робочого дня.

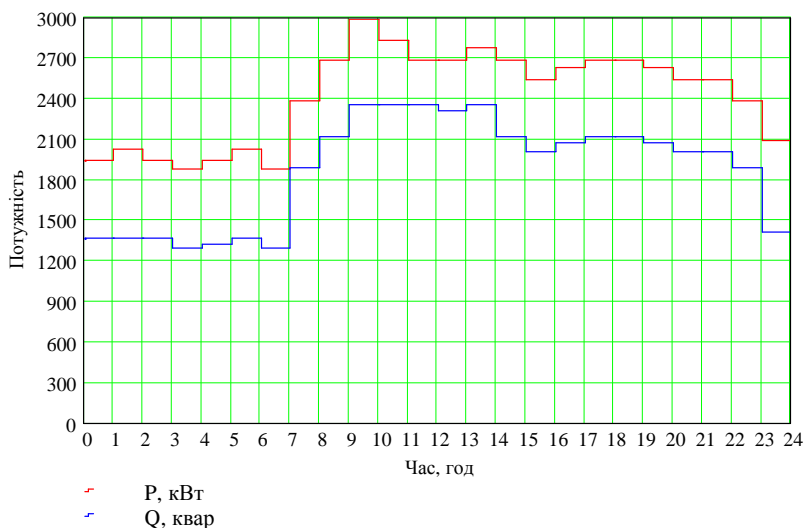


Рис. 2.1. Добовий графік споживання активної і реактивної потужності

Річні витрати активної і реактивної енергії визначаються за виразами:

$$W_r = \sum P_i T_i, \quad (2.13)$$

$$V_r = \sum Q_i T_i, \quad (2.14)$$

За результатами добових графіків будується річний графік за тривалістю (рис.2.2).

Кількість годин використання максимуму навантаження визначається за виразом:

$$T_{max} = \frac{\sqrt{W_r^2 + Q_r^2}}{S_p}, \quad (2.15)$$

де S_p – розрахункове навантаження підприємства.

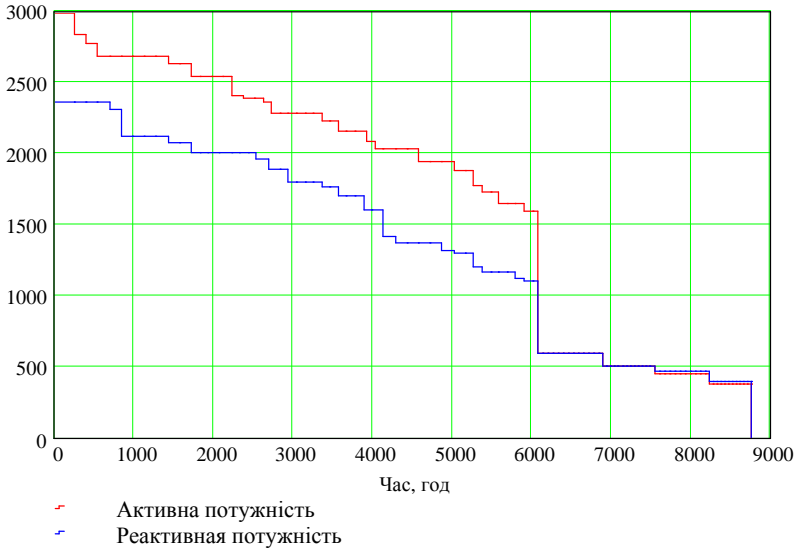


Рис. 2.2. Річний графік за тривалістю активної і реактивної потужності

Час максимальних втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.16)$$

2.3. Розрахунок втрат електроенергії у високовольтних мережах

Розрахунок втрат електроенергії у мережі підприємства проводиться з урахуванням реальної топології схеми. Розглянемо методику розрахунку втрат в елементах системи електропостачання.

Трансформатор ТП, ГПП

Втрати електроенергії в трансформаторах визначають за формулами:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \Delta W_{\text{ТРХХ}} + \Delta W_{\text{ТРКЗ}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{вкл}} + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (2.17)$$

$$\Delta V_{\text{ТР}} = \Delta V_{\text{ТРХХ}} + \Delta V_{\text{ТРКЗ}} = n \cdot \Delta Q_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{вкл}} + n \cdot \Delta Q_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (2.18)$$

де n – число трансформаторів ТП або ГПП; τ – число годин максимальних втрат на рік (за розрахунком п.п. 2.2); $t_{\text{вкл}}$ – число годин роботи трансформатора на рік (для розрахунків можна прийняти 8760 год).

Розрахунки втрат електроенергії у трансформаторах належить подавати у вигляді таблиці, приклад якої наведений у табл. 2.5.

Таблиця 2.5. Розрахунок втрат електроенергії у трансформаторах підприємства

№ ТП	Тип тр-ра	S_p , кВА	K_3	$\Delta W_{\text{ТРХХ}}$, кВт·год	$\Delta W_{\text{ТРКЗ}}$, кВт·год	$\Delta V_{\text{ТРХХ}}$, квар·год	$\Delta V_{\text{ТРКЗ}}$, квар·год
ТП1	2×ТМ-1000	669,09	0,33	57816	9992	490560	45047
ТП2	2×ТМ-1000	2232,29	1,12	57816	111223	490560	501415
ТП3	1×ТМ-1000	213,74	0,21	28908	2039	245280	9194
ТП4	1×ТМ-1000	541,60	0,54	28908	13094	245280	59032
Всього				173448	136349	1471680	614687

Кабельна лінія

Активний опір КЛ

$$R_{\text{КЛ}} = r_0 l. \quad (2.19)$$

Індуктивний опір КЛ

$$X_{\text{КЛ}} = x_0 l. \quad (2.20)$$

Реактивна потужність, яка генерується КЛ

$$Q_{\text{КЛген}} = q_0 l. \quad (2.21)$$

де q_0 , r_0 , x_0 – погонні параметри КЛ (таблиця А2 Додатку А).

Результати розрахунку параметрів схеми заміщення КЛ рекомендується подавати у вигляді таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. Параметри схеми заміщення кабельних ліній

№ п/п	Тип кабелю	l , км	$R_{\text{КЛ}}$, Ом	$X_{\text{КЛ}}$, Ом	$Q_{\text{КЛ}}$, квар
КЛ1,2	ААШВ-10 (3×70)	0,07	0,031	0,006	0,945
КЛ3,4	ААШВ-10 (3×120)	0,14	0,036	0,011	2,366
КЛ5	ААШВ-10 (3×95)	0,07	0,023	0,006	1,092
КЛ6	ААШВ-10 (3×95)	0,1	0,033	0,008	1,56

Втрати електроенергії у КЛ визначаються за формулами:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} R_{\text{КЛ}} \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (2.22)$$

$$\Delta V_{\text{КЛ}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} X_{\text{КЛ}} \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (2.23)$$

$$\Delta V_{\text{КЛген}} = Q_{\text{КЛген}} t_{\text{вкл}}, \quad (2.24)$$

де P та Q – відповідно активна і реактивна потужності, які протікають по КЛ, визначаються за заданою топологією схеми електропостачання та визначеним розрахунковим навантаженням, кВт та квар; $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга, кВ; $R_{\text{КЛ}}$ та $X_{\text{КЛ}}$ – відповідно активний та індуктивний опір КЛ, Ом; $t_{\text{вкл}}$ – число годин роботи КЛ на рік (для розрахунків можна прийняти 8760 год).

Результати розрахунку втрат електроенергії в КЛ рекомендовано подавати у вигляді табл. 2.7.

Таблиця 2.7. Результати розрахунку втрат електроенергії в КЛ

№ п/п	P , кВт	Q , квар	$\Delta W_{\text{КЛ}}$, квар·год	$\Delta V_{\text{КЛ}}$, квар·год	$\Delta V_{\text{КЛген}}$, квар·год
КЛ1,2	278,9	225,8	292,10	56,54	8278,2
КЛ3	1159,2	815,3	2645,54	808,36	20726,16
КЛ4	1376,7	1081,7	4037,70	1233,74	20726,16
КЛ5	176,5	156,6	46,84	12,22	9565,92
КЛ6	394,0	422,9	403,40	97,79	13665,6
Всього			7425,58	2208,65	72962,04

2.4. Представлення фактичного балансу електроенергії

Представлення енергетичного балансу повинно приводитися у вигляді таблиць, діаграм та графіків. Енергетичний баланс у вигляді таблиць дає змогу одночасно порівнювати його складові, як у іменованих одиницях так і у процентах. Графічне зображення енергетичних балансів у вигляді діаграм дозволяє здійснювати наочне відображення частки споживання енергії у відсотках. Залежно від поставленого завдання для аналізу балансу можуть застосовуватися такі види діаграм:

а) для порівняння частки споживання декількох енергоносіїв одним об'єктом за певний проміжок часу:

- кругові секторні діаграми;
- односмугові діаграми;
- одностовпчикові діаграми;

б) для порівняння частки споживання за призначенням одного виду енергоносія окремими об'єктами або підприємством в цілому:

- балансові діаграми;
- кругові секторні діаграми;
- односмугові діаграми;
- одностовпчикові діаграми;

в) для порівняння частки споживання одного виду енергоносія окремими об'єктами або підприємством в цілому з урахуванням втрат енергоносія:

- балансові діаграми;
- кругові секторні діаграми;
- односмугові діаграми;
- одностовпчикові діаграми.

Складання мапи потоків електроенергії

Для складання мапи потоків електроенергії на підприємстві потрібно визначити споживання електроенергії його окремими підрозділами. Річне споживання електроенергії цехом або підрозділом можна визначити за формулами:

$$W_i = P_i T_{\max}, \quad (2.25)$$

$$V_i = Q_i T_{\max}, \quad (2.26)$$

де P_i та Q_i – відповідно активна і реактивна потужності, які споживаються цехом або підрозділом, кВт та квар; T_{\max} – кількість годин використання максимуму навантаження (п.п. 2.2), год.

Приклад розрахунку допоміжної таблиці для побудови мапи потоків електроенергії наведений у табл. 2.8, а мапа показана на рис. 2.3.

Таблиця 2.8. Допоміжна таблиця для побудови мапи потоків електроенергії

№ п/п	Назва підрозділу	P_p , кВт	Q_p , квар	W , кВт·год	V , квар·год	W , %	V , %
1	Механічний цех	548,41	383,31	2006622	1402545	18,1	19,0
2	Термічний цех	1928,40	1124,45	7056023	4114376	63,5	55,9
3	Механічний цех	172,61	126,05	631590	461212	5,7	6,3
4	Складальний цех	387,11	378,79	1416419	1386002	12,7	18,8
Всього				11110654	7364134	100	100

Активна електроенергія	
11110654 кВт·год 100 %	
18,1 %	Механічний цех
2006622 кВт·год	
63,5 %	Термічний цех
7056023 кВт·год	
5,7 %	Механічний цех
631590 кВт·год	
12,7 %	Складальний цех
1416419 кВт·год	

а)

Реактивна електроенергія	
7364134 квар·год 100 %	
19,0 %	Механічний цех
1402545 квар·год	
55,9 %	Термічний цех
4114376 квар·год	
6,3 %	Механічний цех
461212 квар·год	
18,8 %	Складальний цех
1386002 квар·год	

б)

Рис. 2.3. Мапа потоків електроенергії

- а) активної електроенергії;
б) реактивної електроенергії.

За даними табл. 2.8 побудована колова діаграма (рис. 2.4) споживання активної електроенергії підрозділами підприємства. Аналогічним чином можна побудувати діаграми споживання і реактивної енергії.

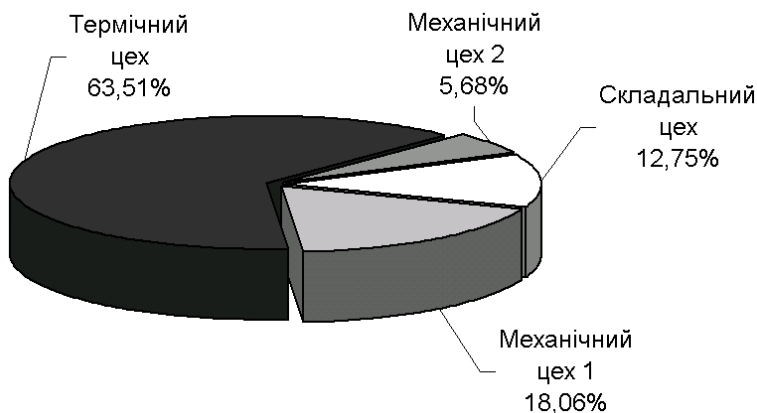


Рис. 2.4. Колова діаграма споживання активної електроенергії підрозділами підприємства

Представлення фактичного балансу споживання електроенергії

Для побудови фактичного балансу споживання електроенергії необхідно скористатися даними табл. 2.5, 2.7 і 2.8. Приклад побудови фактичного балансу електроенергії коловими діаграмами з виносками показаний на рис. 2.5 та 2.6.

3. Розробка енергозощаджувачих заходів у системі електропостачання

Часто системи електропостачання експлуатуються не у номінальних режимах і розподільчі мережі виявляються перевантаженими або недовантаженими. Це призводить до збільшення втрат у трансформаторах, електродвигунах, до зниження значення $\cos\varphi$.

Економія спожитої електричної енергії досягається безпосередньо через зниження втрат в системах трансформації, розподілу і перетворення (трансформатори, розподільчі мережі, електродвигуни, системи освітлення тощо), а також через оптимізацію режимів експлуатації устаткування, яке споживає цю енергію. Причому останнє дає найбільший економічний ефект – до 70...80% від загальної економії.

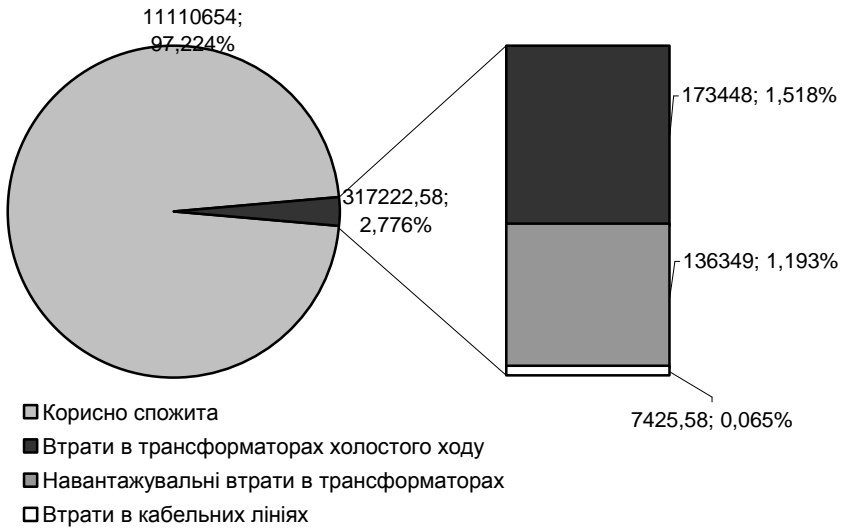


Рис. 2.5. Баланс споживання активної електроенергії.

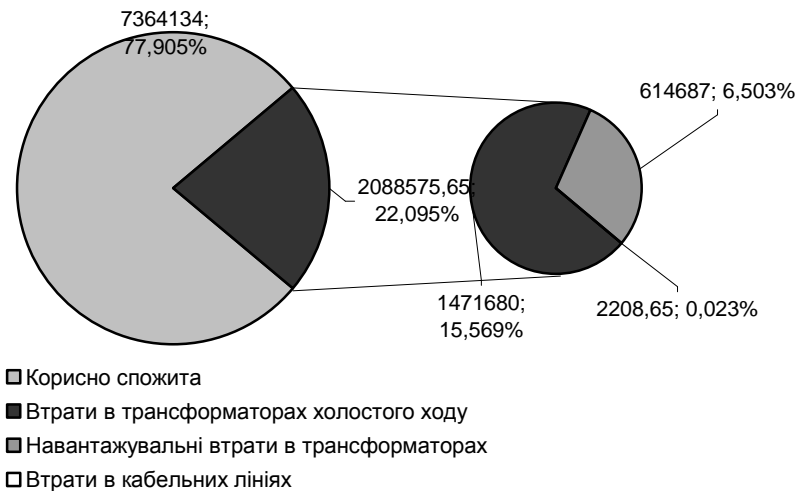


Рис. 2.6. Баланс споживання реактивної електроенергії.

3.1. Аналіз роботи трансформаторних підстанцій підприємства

Невиправдані втрати в трансформаторах спостерігаються як при недовантаженнях, коли споживана потужність значно нижча за номінальну потужність трансформатора (втрати складають 0,2...0,5% від номінальної потужності трансформатора), так і при перевантаженнях.

Цехові трансформатори часто обирають за коефіцієнтом k_3 завантаження трансформаторів. Для двотрансформаторних цехових підстанцій при превалюванні навантажень I категорії коефіцієнт k_3 приймається у межах 0,65...0,7. Для однострансформаторних підстанцій при наявності резервування по перемикачах з боку вторинної напруги з іншими підстанціями, потужність трансформаторів обирається з урахуванням ступеня резервування. Коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів може бути прийнятий: при превалюванні навантажень II категорії – $k_3 = 0,7...0,8$, а при навантаженнях III категорії – $k_3 = 0,9...0,95$.

Відповідно, якщо значення коефіцієнта завантаження трансформаторів ТП, визначене за результатами розрахунку п.п. 2.1.3. не відповідає вище зазначеним, то необхідно обрати один з наступних шляхів.

Випадок перевантаження трансформаторів ТП.

1. Встановити трансформатор більшої потужності. При цьому потужність трансформатора визначається за формулою:

$$S_{н.тр} \geq \frac{P_{р.сил} + P_{р.осв}}{n \cdot k_3}, \quad (3.1)$$

де $P_{р.сил}$ і $P_{р.осв}$ – розрахункові значення силового і освітлювального навантаження ТП; n – кількість трансформаторів ТП (1 або 2); k_3 – бажаний коефіцієнт завантаження ТП. У випадку, якщо потужність трансформатора, визначена за формулою (3.1), збігається з фактично встановленою, збільшувати потужність трансформатора не потрібно, достатньо встановити засоби компенсації реактивної потужності.

2. Збільшити кількість трансформаторів. Встановити двотрансформаторну ТП замість однострансформаторної або встановити додаткову ТП.

3. Зменшити навантаження. Це можливо здійснити, якщо від ТП живиться декілька цехів або підрозділів. У цьому випадку певну їх частину можна, наприклад, переключити до сусідньої ТП, де коефіцієнт завантаження менший.

Живлення цехів, де установка власних ТП є нераціональною, може бути здійснено напругою 0,4 кВ від ТП сусідніх цехів за умови, що відхилення напруги на затискачах ЕП не перевищують значень, встановлених ДЕСТ-13109-97. Зазвичай до таких цехів відносять цехи з розрахунковим навантаженням не більшим за 250...300 кВА при їх віддаленості від сусідніх ТП меншій, ніж 50...80 м.

Випадок недовантаження трансформаторів ТП.

1. Встановити трансформатор меншої потужності. Потужність трансформатора визначається за формулою (3.1).

2. Зменшити кількість трансформаторів.

3. Збільшити навантаження. Це можливо здійснити за рахунок перенесення його від інших трансформаторних ТП, де є перевантаження.

При реконструкції схеми електропостачання слід виконати аналіз ефективного числа та потужності цехових ТП, що вказані у завданні; виконати повторний вибір оптимального числа та потужності цехових ТП за критерієм мінімуму втрат у трансформаторах та лініях, після якого зробити повторний розрахунок навантажень в мережі понад 1000 В.

Розглянемо приклад аналізу роботи трансформаторних ТП за даними розрахунку табл. 2.4.

Аналіз роботи ТП1 показує, що $k_3 = 0,33$ є явно заниженим, а ТП1 – недовантаженою. Для довантаження ТП1 запропоновано підключити навантаження ТП3 і ТП4, які теж є недовантаженими ($k_3 = 0,21$ і $k_3 = 0,54$) до ТП1 враховуючи близькість їх розташування. Аналіз роботи ТП2 показує, що вона є перевантаженою ($k_3 = 1,12$). Враховуючи відсутність можливості зменшення навантаження, запропоновано збільшити кількість ТП за рахунок використання звільнених ТП3 і ТП4. Для цього одна ТП буде перенесена до термічного цеху. У випадку відсутності звільнених ТП, необхідно: або придбати одну однотрансформаторну ТП, або збільшити потужність трансформаторів на ТП2. В останньому випадку необхідно буде встановити трансформатори з потужністю:

$$S_{\text{н.тр}} \geq \frac{P_{\text{р.сил}} + P_{\text{р.осв}}}{n \cdot k_s} = \frac{1842,7 + 85,65}{2 \cdot 0,7} = 1377 \leq S_{\text{н.тр}} = 1600 \text{ кВА}.$$

3.2. Оцінка фактичного балансу реактивної потужності та вибір пристроїв компенсації

Під час роботи електродвигунів і трансформаторів генерується індуктивне навантаження – в мережах циркулюють струми реактивної потужності, які призводять до додаткових активних втрат. Для компенсації реактивної потужності, що оцінюється за величиною $\cos\varphi$, застосовуються косинусні батареї і синхронні електродвигуни.

При виконанні курсової роботи розрахунок потужності КП виконується для режиму максимальних навантажень.

Баланс реактивної потужності може бути записний у вигляді:

$$Q_p - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{ск}} - Q_{\text{ТЕЦ}} - Q_k - Q_e = 0, \quad (3.2)$$

де $Q_{\text{сд}}$ – реактивна потужність, що видається у мережу синхронними двигунами; $Q_{\text{ск}}$ – реактивна потужність, що видається в мережу синхронними компенсаторами; $Q_{\text{ТЕЦ}}$ – реактивна потужність, що видається в мережу генераторами ТЕЦ підприємства; Q_k – реактивна потужність, що видається в мережу батареями конденсаторів; Q_e – економічно обґрунтована реактивна потужність, що передається підприємству з енергосистеми (з розрахунку $\text{tg}\varphi=0,15$):

$$Q_e = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.3)$$

При відсутності синхронних двигунів, компенсаторів, генераторів ТЕЦ, (3.2) спрощується до вигляду:

$$Q_k = Q_p - Q_e, \quad (3.4)$$

Найбільша реактивна потужність, яка може бути передана із мережі 6-10 кВ до мережі 380 В при встановленні N трансформаторів, визначається за виразом:

$$Q_1 = \sqrt{(NK_3 S_{\text{ном}})^2 - P_p^2}, \quad (3.5)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформаторів, кВА; K_3 – бажаний коефіцієнт завантаження трансформаторів ($K_3 = 0,7$); P_p – активна розрахункова потужність трансформаторів, кВт.

Потужність КП, що встановлюється у мережі 380 В визначається із умови балансу реактивної потужності:

$$Q_{\text{кн}} = Q_p - Q_1, \quad (3.6)$$

де Q_p – реактивна розрахункова потужність трансформаторів, квар.

Потужність КП, що встановлюються у мережі 10 кВ визначається як:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{к}} - \Sigma Q_{\text{кн}}, \quad (3.7)$$

де $\Sigma Q_{\text{кн}}$ – сумарна потужність батарей конденсаторів, встановлених у мережі 0,4 кВ.

За визначеними $Q_{\text{кн}}$, $Q_{\text{кв}}$ обираємо стандартні батареї (таблиця Б Додатку Б). При цьому потужності батарей конденсаторів мають рівномірно розподілятися по трансформаторах та високовольтних секціях шин.

В реальності на підприємстві, що обстежується аудитором, цехові ТП вже встановлені у певних місцях і живлять свої групи споживачів, тому розрахунок балансу реактивної потужності повинен здійснюватися для кожної окремої групи споживачів, що живиться від свого ТП.

Після аналізу роботи трансформаторних підстанцій підприємства та вибору пристроїв компенсації необхідно провести розрахунок електричного навантаження вище 1000 В з урахуванням вказаних заходів. Приклад розрахунку наведений у табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Розрахунок електричних навантажень вище 1000 В з урахуванням енергозощаджуючих заходів.

[illegible]

Продовження табл. 3.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього 0,4 кВ по ТП1 з КП												1007,1	896,91	1348,57
	Втрати в тр-рах ТП1										Kз=	0,67	17,69	106,01	107,48
	Всього на шинах ТП1												2031,8	1899,8	2781,7
	ТП2,3 (2×1000+1000)														
2	Термічний цех														
	силова	25	15-250	3150	17	0,5	0,85	0,62	1575	976	25	1,17	1842,75	976,1	2085,3
	освітлення												85,65	148,35	171,30
	Всього по ТП2,3												1928,40	1124,45	2232,29
	КП 0,4 кВ									3×100				-300	
	Всього 0,4 кВ по ТП2,3 з КП												1928,40	824,45	2097,25
	Втрати в тр-рах ТП2,3										Kз=	0,70	27,79	164,64	166,97
	Всього на шинах ТП2,3												1956,2	989,1	2192,0
	Всього по заводу														
	силова	190	1,5-250	6650	167	0,35	0,79	0,77	2320	1783	53	1,2	2668,0	1783,0	3208,9
	освітлення												258,32	238,27	351,4
	Всього по заводу 0,4 кВ												2926,3	2021,3	3556,5
	Всього КП 0,4 кВ по заводу													-300	
	Всього по заводу 0,4 кВ з КП												2926,32	1721,27	3395,01
	Втрати в тр-рах												45,48	270,65	274,4
	Всього на шинах 10 кВ												2971,80	1991,92	3577,6
	КП 10 кВ									2×900				-1800	
	Всього на шинах 10 кВ						0,15>	0,065					2971,80	191,92	2977,99

3.3. Обґрунтування закону регулювання та вибір режиму роботи пристроїв компенсації

При зміні навантаження протягом доби (див. п. 2.2) слід відповідним чином регулювати ступінь компенсації реактивної потужності аби не допустити її генерації до мережі енергопостачальної організації. Для цього необхідно вибрати закон переключення пристроїв компенсації. Принцип роботи автоматизованих систем компенсації детально описаний у [2].

У даному розділі необхідно обчислити графік роботи компенсуючих пристроїв та виконати вибір регулятора реактивної потужності. Також метою розрахунку є визначення:

- генерованої реактивної енергії пристроями компенсації 0,4 та 6-10 кВ для визначення втрат активної енергії на генерацію реактивної;
- реактивної енергії спожитої з енергосистеми для розрахунку оплати за неї.

Необхідно зазначити, що компенсуючі пристрої, встановлені на стороні 6-10 кВ, при необхідності можуть бути вимкнені або увімкнені протягом всього розрахункового періоду.

Для виконання даного пункту рекомендовано використовувати програму “REGKU” (Додаток В).

4. Побудова нормалізованого електроенергетичного балансу підприємства

4.1. Побудова нормалізованих графіків електричних навантажень підприємства

На підставі розрахунку електричних навантажень вище 1000 В з урахуванням енергозаощаджуючих заходів п.п. 3.2 (табл. 3.1) та розрахунку режиму роботи пристроїв компенсації п.п. 3.3, необхідно побудувати графіки нормалізованих електричних навантажень з метою визначення їх нових показників (кількості годин використання максимуму навантаження та часу максимальних втрат). Для цього при побудові необхідно використати нове значення розрахункової активної потужності (останній рядок табл. 3.1) та новий графік споживання реактивної потужності з мережі енергопостачальної організації, визначений за розрахунком п.п. 3.3. Методика побудови графіків аналогічна наведеним у п.п. 2.2.

4.2. Розрахунок втрат електроенергії у мережах підприємства з урахуванням енергозаощаджуючих заходів

В цілому розрахунок втрат електроенергії у мережі підприємства аналогічний описану в п.п. 2.3. Відмінністю є необхідність розрахунку втрат активної електроенергії на генерацію реактивної в пристроях компенсації.

Втрати активної електричної енергії у конденсаторних батареях визначаються за формулою, кВт·год:

$$\Delta W_K = \Delta P_{\text{пит}} \cdot V_K, \quad (4.1)$$

де $\Delta P_{\text{пит}}$ – питомі втрати активної потужності у конденсаторах, приймається на рівні 4,5 Вт/квар – для низьковольтних КП і 2,5...3 Вт/квар – для високовольтних КП; V_K – реактивна енергія, генерована конденсаторною батареєю за рік.

Річна реактивна енергія, генерована конденсаторною батареєю, визначається за формулою, квар·год:

$$V_K = V_{\text{зр}} \cdot n_{\text{зр}} + V_{\text{зв}} \cdot n_{\text{зв}} + V_{\text{лр}} \cdot n_{\text{лр}} + V_{\text{лв}} \cdot n_{\text{лв}}, \quad (4.2)$$

де $V_{\text{зр}}$, $V_{\text{зв}}$, $V_{\text{лр}}$, $V_{\text{лв}}$ – реактивна енергія, генерована конденсаторною установкою протягом відповідно зимової робочої, зимової вихідної, літньої робочої та літньої вихідної доби (визначається у п.п. 3.3), квар·год; $n_{\text{зр}}$, $n_{\text{зв}}$, $n_{\text{лр}}$, $n_{\text{лв}}$ – кількість зимових робочих, зимових вихідних, літніх робочих та літніх вихідних днів протягом року.

4.3. Представлення нормалізованого балансу електроенергії

Складання зведеного нормалізованого енергетичного балансу підприємства є завершальним етапом аналізу електроенергетичного балансу підприємства.

Методика представлення нормалізованого балансу споживання електроенергії аналогічна методиці представлення фактичного балансу споживання електроенергії, викладеного у п.п. 2.4. Слід зазначити, що до

балансу активної електроенергії необхідно ввести втрати на генерацію реактивної електроенергії батареями конденсаторів. Також необхідно побудувати баланс генерації реактивної електроенергії, який повинен включати генерацію батареями конденсаторів 0,4 кВ, 10 кВ та синхронними двигунами, генерацію кабельними лініями 10 кВ, а також спожиту з енергосистеми. Приклад побудови балансу генерації реактивної електроенергії представлений на рис. 4.1.

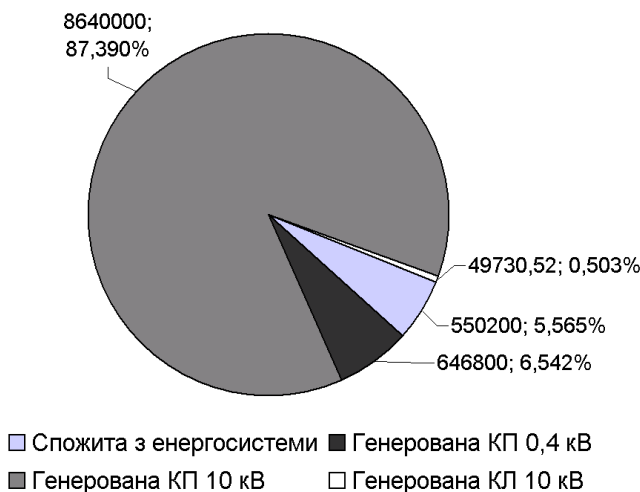


Рис. 4.1. Баланс генерації реактивної електроенергії.

5. Побудова картограми електричних навантажень та вибір раціонального місця розташування ГПП/ЦРП

Для скорочення втрат у мережах підприємства варто мінімізувати їхню довжину – це досягається при розташуванні ГПП/ЦРП у центрі електричних навантажень. Для пошуку місцеположення ГПП або ЦРП (РП) використовується картограма навантажень. Під картограмою навантажень розуміють розміщені на генеральному плані (рис. 5.1) кола, площа яких у певному мірілі дорівнює розрахунковим навантаженням цехів. Вважаємо, що навантаження цеху рівномірно розподілене на його площі, тому центр кола збігається з центром тяжіння фігури цеху на плані.

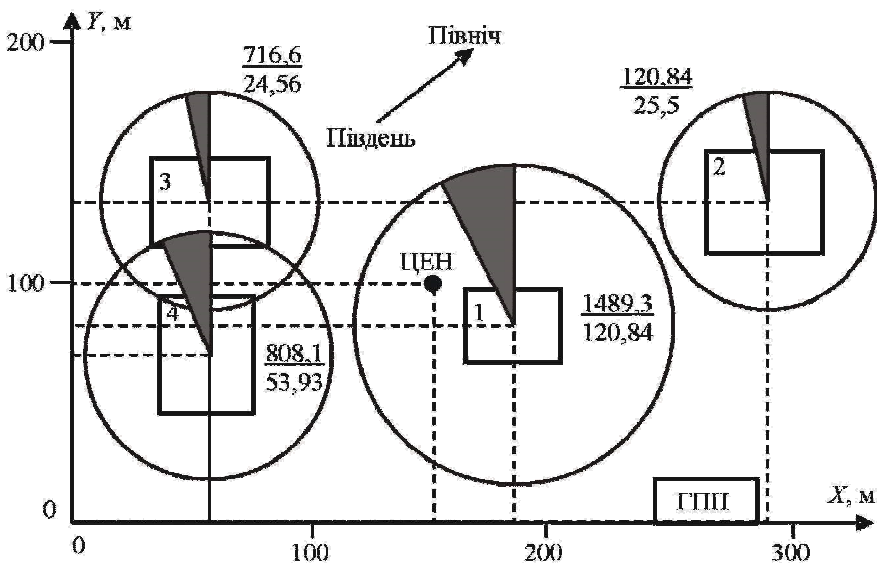


Рис. 5.1. Генеральний план промислового підприємства з картограмою і центром електричних навантажень (ЦЕН)

Для кожного цеху визначаються радіуси кіл R_i , площа πR_i^2 котрих у обраному мірілі дорівнює навантаженню цеху P_i , кВт:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi t}}, \quad (5.1)$$

де t – мірило кола, кВт/мм².

Кожне коло розділене на два сектори, відповідні силовому (білий сектор) і освітлювальному (чорний) навантаженням.

Центральний кут α відповідає площі, яка у обраному мірілі дорівнює площі освітлюваного навантаження:

$$\alpha_i = \frac{P_{\text{ріосв}} \cdot 360^\circ}{P_i}. \quad (5.2)$$

Координати (X, Y) ЦЕН підприємства в цілому:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (5.3)$$

де X_i та Y_i – координати центру електричного навантаження i -го цеху.

Така картограма дає уявлення і про структуру навантажень. На рис. 5.1 приведена картограма активних навантажень промислового підприємства, яке складається з 4 цехів.

Приклад розрахунку картограми навантажень у табличному вигляді наведено у табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Розрахункові дані для побудови картограми та умовного центру електричних навантажень

№	Назва цеху	P_p , кВт	$P_{осв}$, кВт	P_{Σ} , кВт	R , см	α , °	$X_{b,м}$	$Y_{b,м}$	$P_{\Sigma} \cdot X_i$	$P_{\Sigma} \cdot Y_i$
1	ТП 1, 5: Ливарний цех	1489,3	120,84	1610,14	2,26	27	182	82	293045	132031
2	ТП 2: Ремонтний цех	695,8	25,5	721,3	1,52	13	287	132,5	207013	95572
3	ТП 3: Склад	716,6	24,56	741,16	1,54	12	58	134	42987	99613
4	ТП 4: Лабораторія	808,1	53,93	862	1,66	23	58	68	49998	58618
Всього				3935					593043	385537

ЦЕН підприємства з координатами $X = 593043/3935 = 151$ м, $Y = 385537/3935 = 98$ м показаний на рис. 5.1.

Подібним чином визначають центр теплових навантажень для розміщення там котельні, а також – координати розташування компресорної, насосної й ін. джерел енергоносіїв, які використовуються на даному підприємстві.

6. Розрахунок оплат за споживання електроенергії

6.1. Аналіз оплат за різними тарифними системами

Тарифна система є важливим регулятором не тільки комерційних, але і режимних взаємовідносин між енергосистемою і споживачами. Оптимізація режимів роботи енергосистеми залежить від багатьох факторів, але при аналізі графіків навантаження та використанні багатозонних тарифів доцільно розглядати вагоміші з них.

Перший фактор спрямований на компенсацію затрат, що пов'язані з виробництвом, передачею, розподілом електроенергії і отриманням певного прибутку. Другий фактор спрямований на стимуляцію споживачів до регулювання графіків навантаження таким чином, щоб вони поліпшували техніко-економічні показники роботи енергосистеми.

В енергосистемі діють такі види тарифів: одноставковий; двоставковий; одноставковий, диференційований за періодами часу.

Диференційовані за періодами часу тарифи можуть використовуватися для розрахунків за спожиту електроенергію за умов наявності відповідних технічних засобів комерційного обліку електроспоживання [3].

Для промисловості, як правило, використовувався двоставковий та одноставковий тарифи. Двоставковий мав декілька різновидів [4]; найбільш поширеним був тариф з фіксованою приєднаною (заявленою) потужністю, що регламентувалася в години пікового навантаження енергосистеми.

Плату за електроенергію при використанні двоставкового тарифу із заявленою потужністю можна визначити за формулою:

$$P_e = \alpha \cdot P_{\max} + \beta \cdot E, \quad (6.1)$$

де α – тарифна ставка, що враховує участь підприємства у максимумі енергосистеми, грн/кВт·год; P_{\max} – потужність, що приймає участь у формуванні максимуму енергосистеми; β – тарифна ставка, що характеризує обсяги споживання підприємства за розрахунковий період, грн/кВт·год; E – електрична енергія, що спожита протягом розрахункового періоду.

При використанні одноставкового тарифу плату за електроенергію визначаємо за формулою:

$$P_{e2} = C_0 \cdot E, \quad (6.2)$$

де C_0 – тариф на електроенергію, що затверджується постановою НКРЕ.

З метою вирівнювання графіку енергоспоживання у часі використовують одноставковий тариф, диференційований за періодами часу. Відношення тарифних ставок пікової, напівпікової та нічної зон до середнього тарифу має вигляд: 1,8:1,02:0,25. Втім, це співвідношення, а також тривалість зон можуть змінюватись за ініціативою НКРЕ.

Плату за електроенергію при використанні диференційованого тарифу визначають за формулою:

$$P_e = \alpha_{\Pi} \cdot E_{\Pi} + \alpha_{\text{нп}} \cdot E_{\text{нп}} + \alpha_{\text{н}} \cdot E_{\text{н}}, \quad (6.3)$$

де α_{Π} , $\alpha_{\text{нп}}$, $\alpha_{\text{н}}$ – тарифи для пікової, напівпікової та нічної зони відповідно; E_{Π} , $E_{\text{нп}}$, $E_{\text{н}}$ – споживання електроенергії у піковій, напівпіковій та нічній зонах протягом доби.

Тривалість пікової, напівпікової та нічної зон протягом доби становить:

$t_{\Pi} = 8$ годин (з 23.00 до 7.00),

$t_{\text{нп}} = 11$ годин (з 7.00 до 8.00; з 11.00 до 20.00; з 22.00 до 23.00),

$t_{\text{н}} = 5$ годин (з 8.00 до 11.00; з 20.00 до 22.00).

Після визначення плати за добу необхідно розрахувати плату за електроенергію протягом розрахункового періоду. За розрахунковий період вважаємо річний термін – 365 днів.

Доцільність переходу з існуючого тарифу на диференційований доводиться позитивною різницею ΔP_e у оплатах:

$$\Delta P_e = P_{e2} - P_{e1}, \quad (6.4)$$

де P_{e1} – плата за рік за диференційованим тарифом; P_{e2} – плата за рік при існуючому тарифі.

Плата при використанні диференційованого тарифу визначається, грн:

$$P_{e1} = \Sigma P_{\text{зр}} \cdot 147 + \Sigma P_{\text{зв}} \cdot 65 + \Sigma P_{\text{лр}} \cdot 105 + \Sigma P_{\text{лв}} \cdot 48 \quad (6.5)$$

Розрахунок плати P_{e1} зручно виконувати у вигляді таблиць для зимових та літніх робочих і вихідного днів окремо. Приклад для зимових періодів приведений у табл. 6.1.

Таблиця 6.1. Розрахунок плати за зимову добу за диференційованим тарифом

Час, год.	Робочий день				Вихідний день	
	Потужність, кВт	α	C_0 , грн/кВт·год	Плата, грн	Потужність, кВт	Плата, грн
1		0,25				
2						
...
24						
Всього				$\Sigma P_{зр}$		$\Sigma P_{зв}$

Якщо плата P_{e1} за диференційованим тарифом перевищить плату P_{e2} при одноставковому тарифі і ΔP_e буде від'ємною, то це свідчитиме про недоцільність переходу на оплату за диференційованим тарифом без відповідного регулювання режиму електроспоживання у часі, яке б забезпечило позитивну ΔP_e .

6.2. Дослідження зміни оплати за диференційованим тарифом при регулюванні режиму електроспоживання у часі

За даними [5] та енергетичних обстежень збільшення точності обліку за рахунок впровадження АСКУЕ дає економічний ефект у 2...10 %.

Оскільки електронні лічильники забезпечують тривале зберігання інформації та передачу її до комп'ютеру, то вже на етапі автоматизації обліку електроспоживання можливе визначення спожитої потужності та оплати у будь-якій зоні протягом доби.

Порівняльний аналіз плати за електроенергію при переході з одноставкового тарифу на диференційований показує, що він не завжди вигідний споживачам, які працюють у одну або дві зміни. Тому, для оцінки впливу перерозподілу навантаження за зонами доби на плату за спожиту електроенергію, проаналізуємо використання одноставкового та

диференційованого тарифів для варіанту регулювання шляхом погодинного адитивного зміщення добового графіку навантаження у часі в межах від 1 до 23 годин. Таке регулювання прийнятне для виробництв із жорстким регламентом робіт, оскільки не потребує змін у технологічному процесі.

Для заданого підприємства побудувати графік залежності оплати від значення зсуву. Визначити діапазон, у якому оплата за диференційованим тарифом буде меншою, ніж за одноставковим, а також час, при якому оплата буде мінімальною. Методика розрахунків детально викладена у [4, 6].

6.3. Визначення фактичного коефіцієнту потужності та оплати за споживання (генерацію) реактивної енергії

Розрахунки за перетікання реактивної електроенергії з мережі електропередавальної організації та за генерацію у її мережу здійснюються з усіма споживачами (крім населення), які мають сумарне середньомісячне споживання активної електроенергії 5 МВт·год та більше.

Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії визначається трьома складовими, грн:

$$P = P_1 + P_2 - P_3, \quad (6.6)$$

де P_1 – основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії; P_2 – Надвишка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП; P_3 – знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі у розрахунковий період.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається формулою, грн:

$$P_1 = \sum_{i=1}^n (V_{\text{СПИ}} + K \cdot V_{\text{ГЕН}}) \cdot D \cdot T, \quad (6.7)$$

де n – число точок розрахункового обліку реактивної енергії; $V_{\text{СПИ}}$ - споживання реактивної енергії у точці обліку за розрахунковий період, квар·год.; $V_{\text{ГЕН}}$ - генерація реактивної енергії в мережу електропередавальної

організації у точці обліку за розрахунковий період, квар·год.; K – нормативний коефіцієнт урахування збитків енергосистеми від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача, $K=3$; D – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує частку впливу реактивного перетоку у точці обліку на техніко-економічні показники в розрахунковому режимі, кВт/квар; T – фактична ціна на електроенергію, що склалася за розрахунковий період (розраховується відповідно до нормативних документів НКРЕ), грн./кВт·год.

Обчислення ЕЕРП виконуються електропередавальною організацією один раз на два роки. Значення ЕЕРП, базового коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП і коефіцієнта збитків від генерації реактивної потужності з мережі споживача зазначаються в Договорі. Для курсової роботи приймаємо $D = 0,0356$ кВт/квар.

При зонному обліку основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається формулою, грн:

$$\Pi_1 = \sum_{i=1}^v \left(\sum_{i=1}^n V_{\text{СПі}} + K \cdot V_{\text{ГЕНі}} \right) \cdot D \cdot T, \quad (6.8)$$

де n – число точок обліку; v – число зон добового графіка електричного навантаження електропередавальної організації; i – номер зони добового графіка; $V_{\text{СПі}}$ – споживання реактивної енергії у точці обліку в i -й зоні розрахункового періоду, квар·год.; $V_{\text{ГЕНі}}$ – генерація реактивної енергії у точці обліку в нічних провалах добових графіків розрахункового періоду, квар·год.

Якщо прилади обліку реактивної електроенергії не мають поділу по зонах доби, сумарне споживання та сумарна генерація реактивної електроенергії за розрахунковий період оплачуються за фактичною середньою закупівельною ціною.

Надвишка за недостатнє оснащення електромережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається за формулою, грн:

$$\Pi_2 = \Pi_1 \cdot C_{\text{баз}} \cdot (K_{\phi} - 1), \quad (6.9)$$

де Π_1 – сумарна основна плата; $C_{\text{баз}} = 1,3$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП в електричних мережах споживача; K_ϕ – коефіцієнт, що вибирається з табл. Г.1 додатку Г залежно від фактичного коефіцієнта потужності споживача $\text{tg}\phi$ в середньому за розрахунковий період.

Надвишка $\Pi_2 = 0$ за умови споживання реактивної потужності при значеннях $\cos\phi$, більших за граничний коефіцієнт потужності $\cos\phi_r = 0,97$ ($\text{tg}\phi_r = 0,25$). Надвишка починає діяти ($\Pi_2 > 0$), якщо фактичний коефіцієнт потужності менший за значення $\cos\phi_r$.

Фактичний коефіцієнт потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається формулою:

$$\text{tg}\phi = V_{\text{СП}}/W, \quad (6.10)$$

де $V_{\text{СП}}$ – споживання реактивної електроенергії за розрахунковий період, квар·год; W – споживання активної електроенергії за той же період, кВт·год.

У разі отримання значення $\text{tg}\phi$ більшого за 2,00 для вибору K_ϕ береться $\text{tg}\phi = 2,00$.

Знижка плати за споживання та генерацію реактивної електроенергії можлива за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого електропередавальною організацією добового графіка споживання і генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю.

7. Складання паливо-енергетичного балансу (ПЕБ) підприємства

7.1. Побудова та аналіз синтетичного паливно-енергетичного балансу

Синтетичний ПЕБ визначає розподіл видобутих, підведених і вироблених паливно-енергетичних ресурсів на підприємстві. Рівняння синтетичного ПЕБ підприємства встановлює рівність між надходженням і витратою ПЕР за розрахунковий період:

$$A_{\text{сум}}^{\text{п}} = A_{\text{сум}}^{\text{сп}} + \Delta, \quad (7.1)$$

де $A_{\text{сум}}^{\text{п}}$ – сумарна кількість ПЕР, підведених за розрахунковий період, т у.п. (прибуткова частина ПЕБ); $A_{\text{сум}}^{\text{сп}}$ – сумарна кількість ПЕР, спожитих за розрахунковий період, т у.п. (витратна частина ПЕБ); Δ – „нев’язка” рівняння ПЕБ (значення Δ не повинно перевищувати $\pm 5\%$).

Сумарну кількість ПЕР, підведених за розрахунковий період, обчислюють за формулою, т у.п.

$$A_{\text{сум}}^{\text{п}} = \sum_{i=1}^n k_{\text{ппі}} \cdot (B_{\text{сум},i}^{\text{ст}} + B_{\text{сум},i}^{\text{вл}} + B_{\text{сум},i}^{\text{пз}} + \Delta B_{\text{сум},i}^{\text{пер}}) + k_{\text{пе}} \cdot (W_{\text{сум}}^{\text{ст}} + W_{\text{сум}}^{\text{вл}} + \Delta W_{\text{сум}}^{\text{пер}}) + k_{\text{пт}} \cdot (Q_{\text{сум}}^{\text{ст}} + Q_{\text{сум}}^{\text{вл}} + Q_{\text{сум}}^{\text{пер}}) \quad (7.2)$$

де $B_{\text{сум},i}^{\text{ст}}$, $B_{\text{сум},i}^{\text{вл}}$ – сумарна кількість палива i -го виду (вугілля, газ, мазут тощо), отриманого відповідно від сторонніх постачальників і від власних джерел, натур.од., $B_{\text{сум},i}^{\text{пз}}$ – сумарна кількість палива i -го виду, що залишилася у розпорядженні підприємства з попереднього розрахункового періоду (перехідні залишки попереднього періоду), натур.од.; $\Delta B_{\text{сум},i}^{\text{пер}}$ – сумарні втрати палива i -го виду під час його передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку ПЕР і подані стороннім постачальником ПЕР, натур.од.; $k_{\text{ппі}}$ – еквівалент переведення палива i -го виду в умовне паливо; n – кількість видів палива, що його використовують на підприємстві; $W_{\text{сум}}^{\text{ст}}$, $W_{\text{сум}}^{\text{вл}}$ – сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої відповідно від сторонніх постачальників і від власних джерел, тис. кВт·год; $\Delta W_{\text{сум}}^{\text{пер}}$ – сумарні втрати активної електричної енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам електричної енергії, тис. кВт·год; $Q_{\text{сум},i}^{\text{ст}}$, $Q_{\text{сум},i}^{\text{вл}}$ – сумарна кількість теплової енергії, отриманої від сторонніх постачальників і від власних джерел відповідно, ГДж (Гкал); $\Delta Q_{\text{сум},i}^{\text{пер}}$ – сумарні втрати теплової енергії під час транспортування, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім

постачальникам теплової енергії, ГДж (Гкал); $k_{\text{пе}}$, $k_{\text{пт}}$ – тепловий еквівалент переведення в умовне паливо, відповідно, електричної та теплової енергії, т у.п./тис. кВт·год та т у.п./ГДж (Гкал), відповідно.

Сумарне споживання ПЕР за розрахунковий період, визначене за територіально-виробничою ознакою, обчислюють за формулою, т у.п.;

$$A_{\text{сум}}^{\text{сп}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^L B_{\text{сум},ij}^{\text{сп}} + k_{\text{пе}} \cdot \sum_{j=1}^L W_{\text{сум},j}^{\text{сп}} + k_{\text{пт}} \cdot \sum_{j=1}^L Q_{\text{сум},j}^{\text{сп}}, \quad (7.3)$$

де $B_{\text{сум},ij}^{\text{сп}}$ – сумарна кількість палива i -го виду (вугілля, газ тощо), що його споживає j -ий підрозділ підприємства, т у.п.; $W_{\text{сум},l}^{\text{сп}}$, $Q_{\text{сум},l}^{\text{сп}}$ – сумарна кількість активної електричної та теплової енергії, що її споживає j -ий підрозділ підприємства, тис. кВт·год та ГДж, відповідно; L – загальна кількість підрозділів підприємства.

Сумарне споживання активної електричної енергії споживачами підприємства визначають за формулою, тис. кВт·год:

$$W_{\text{сум}}^{\text{сп}} = \sum_{l=1}^L W_{\text{сум},l}^{\text{сп}} + \sum_{k=1}^K W_{\text{сум},k}^{\text{са}} + \Delta W_{\text{сум.підп}}^{\text{жив}}, \quad (7.4)$$

де $W_{\text{сум},l}^{\text{сп}}$ – сумарна кількість активної електричної енергії, споживаної l -им підрозділом підприємства, тис. кВт·год; $W_{\text{сум},k}^{\text{са}}$ – сумарна кількість активної електричної енергії, що її відпускає підприємство k -му субабоненту, який не належить до жодного l -го підрозділу підприємства, тис. кВт·год; K – загальна кількість субабонентів, що не належить до жодного l -го підрозділу підприємства; $\Delta W_{\text{сум.підп}}^{\text{жив}}$ – сумарні втрати активної електричної енергії у загальних мережах живлення підприємства, тис. кВт·год, визначається за виразом:

$$\Delta W_{\Sigma.\text{п.п.}}^{\text{жив}} = \Delta W_{\Sigma}^{\text{тп}} + \Delta W_{\Sigma}^{\text{д}} + \Delta W_{\Sigma}^{\text{к}} + \Delta W_{\Sigma}^{\text{рм}}, \quad (7.5)$$

де $\Delta W_{\Sigma}^{\text{тр}}; \Delta W_{\Sigma}^{\text{р}}; \Delta W_{\Sigma}^{\text{к}}; \Delta W_{\Sigma}^{\text{рм}}$ – сумарні втрати активної електричної енергії за розрахунковий період часу в силових трансформаторах, реакторах, конденсаторних установках і розподільчих мережах, тис. кВт·год.

Сумарне споживання теплової енергії споживачами підприємства обчислюють за формулою, ГДж:

$$Q_{\text{сум}}^{\text{сп}} = \sum_{l=1}^L Q_{\text{сум},l}^{\text{сп}} + \sum_{k=1}^K Q_{\text{сум},k}^{\text{са}} + \Delta Q_{\text{сум},\text{підп}}^{\text{жив}}, \quad (7.6)$$

де $Q_{\text{сум},l}^{\text{сп}}$ – сумарна кількість теплової енергії, яку споживає l -ий підрозділ підприємства, ГДж; $Q_{\text{сум},k}^{\text{са}}$ – сумарна кількість теплової енергії, що її відпускає підприємство k -му субабоненту, який не належить до жодного l -го підрозділу підприємства, ГДж; $\Delta Q_{\text{сум},\text{підп}}^{\text{жив}}$ – сумарні втрати теплової енергії в загальних мережах живлення підприємства, ГДж.

Сумарне споживання палива споживачами підприємства обчислюють за формулою, т у.п.:

$$B_{\text{сум}}^{\text{сп}} = \sum_{l=1}^L B_{\text{сум},l}^{\text{сп}} + \sum_{i=1}^n k_{\text{ппі}} \cdot \left(\sum_{k=1}^K B_{\text{сум},ik}^{\text{са}} + B_{\text{сум},i}^{\text{пзпп}} + \Delta B_{\text{сум},i}^{\text{тр}} + \Delta B_{\text{сум},i}^{\text{зб}} \right), \quad (7.7)$$

де $B_{\text{сум},l}^{\text{сп}}$ – сумарна кількість палива всіх видів, що його споживає l -ий підрозділ підприємства, т у.п.; $B_{\text{сум},ik}^{\text{са}}$ – сумарна кількість палива i -го виду, що його відпускає підприємство k -тому субабоненту, який не належить до жодного l -го підрозділу підприємства, натур.од.; $B_{\text{сум},i}^{\text{пзпп}}$ – сумарна кількість палива i -го виду, що накопичується на підприємстві на наступний розрахунковий період (перехідні залишки наступного періоду), натур.од.; $\Delta B_{\text{сум},i}^{\text{тр}}, \Delta B_{\text{сум},i}^{\text{зб}}$ – сумарні втрати палива i -го виду під час його транспортування та в процесі зберігання на підприємстві поза межами кожного з l -их підрозділів підприємства, натур.од.

Зразок оформлення вихідних даних приведений у таблиці Д.1. За результатами розрахунку ПЕБ слід визначити нев'язку паливо-енергетичного балансу та зробити висновки.

7.2. Порівняльний аналіз альтернативних видів енергоносіїв для системи теплопостачання

Для порівняння та визначення обсягу споживання енергії, яка закладена у різних енергоносіях, що споживаються підприємством, необхідно отримати їх **енергетичний еквівалент** або привести до якогось одного виду палива (наприклад, **умовного палива** спеціально призначеного для полегшення порівняння різних видів палива).

Кожен вид палива характеризується питомою теплотою згоряння (табл. 7.1) – фізичною величиною, що показує, яка кількість теплоти виділяється при повному згорянні палива масою 1 кг або 1 м³. Питома теплота згоряння вимірюється у Дж/кг (Дж/м³) або у кал/кг (кал/м³). Чим більша питома теплота згоряння палива, тим менша питома витрата палива при тому самому коефіцієнті корисної дії (ККД) установки.

Визначення енергетичного еквівалента споживання енергоресурсів підприємством виконують за допомогою енергетичного еквівалента енергоносія, повної вартості та питомої вартості. Початковими даними для розрахунку є: річне споживання енергоресурсів підприємством, калорійний еквівалент та вартість одиниці кожного виду ПЕР.

Таблиця 7.1. Питома теплота згоряння речовин

Буре вугілля	$15 \cdot 10^6$ Дж/кг	Водень	$120,9 \cdot 10^6$ Дж/м ³
Кам'яне вугілля	$22 \cdot 10^6$ Дж/кг	Мазут	$39,2 \cdot 10^6$ Дж/кг
Дрова	$10,2 \cdot 10^6$ Дж/кг	Нафта	$41 \cdot 10^6$ Дж/кг
Торф	$8,1 \cdot 10^6$ Дж/кг	Дизельне паливо	$42,7 \cdot 10^6$ Дж/кг
Побутовий газ	$39 \cdot 10^6$ Дж/м ³	Бензин	$44 \cdot 10^6$ Дж/кг
Пропан	$47,54 \cdot 10^6$ Дж/м ³	Спирт етиловий	$25 \cdot 10^6$ Дж/кг
Етилен	$48,0 \cdot 10^6$ Дж/м ³	Умовне паливо	$29,308 \cdot 10^6$ Дж/кг (7000 ккал/кг)
Метан	$50,1 \cdot 10^6$ Дж/м ³		

Енергетичний еквівалент одиниці кожного виду енергоносія:

$$E = P \cdot Q, \quad (7.8)$$

де P – річне споживання даного виду ПЕР, од.; Q – калорійний еквівалент одиниці даного виду ПЕР, Дж/од.

Повна вартість енергії визначається, як добуток величин споживання та вартості одиниці енергоносія

$$C_{\text{повн}} = P \cdot C, \quad (7.9)$$

де C – вартість одиниці енергоносія, грн/од.

Питому вартість енергоносія визначають за співвідношенням повної вартості та енергетичного еквівалента:

$$C_{\text{пит}} = \frac{C_{\text{повн}}}{E}, \text{ або } C_{\text{пит}} = \frac{C}{Q}, \quad (7.10)$$

де E – енергетичний еквівалент, Дж.

Грунтуючись на отриманих показниках питомої вартості, можна зробити висновки стосовно визначення пріоритетних сфер енергозаощадження та вказати пріоритетне використання того чи іншого виду енергоносія. Чим нижча питома вартість, тим ширше необхідно використовувати саме цей тип енергії.

Згідно методики, приведеної у [4], належить виконати порівняльний аналіз альтернативних видів енергоносіїв для системи теплопостачання.

8. Теплоенергетичний баланс підприємства (цеху)

Система опалення підприємства повинна відповідати санітарно-гігієнічним, економічним, монтажним і будівельним вимогам. Вона складається з наступних основних елементів:

а) генератора тепла, у якому теплоносію передається необхідна кількість тепла. За генератор тепла слугує опалювальний котел, електронагрівачі або змішувальні пристрої;

б) системи трубопроводів, насосів, опалювальних приладів.

При обстеженні роботи опалювальних систем необхідно:

1) накреслити на генплані підприємства принципову схему розводки системи опалення від джерела теплопостачання до будівель і споруд підприємства;

2) по кожному цеху підприємства визначити часовий графік роботи та джерела теплонадлишків (печі, сушила, електродвигуни, освітлення тощо);

3) оцінити величину тепловтрат кожної будівлі відповідно до прийнятої опалювальної характеристики, габаритів будівлі і з урахуванням теплонадлишків визначити витрату тепла на опалення;

4) визначити типи обігрівачів по приміщеннях (радіатори, панелі, тепловентилятори тощо) і наявність контролю за температурою;

5) оцінити можливості збереження тепла у споживачів і в системі розподілу.

На деяких підприємствах відсутні дані з обліку витрати теплової енергії на опалення та вентиляцію (внаслідок відсутності приладового обліку). Тому кількісна оцінка витрат тепла на опалення, вентиляцію та ГВП по цехах проводиться по укрупнених методах розрахунку, викладених у СНіП 2.04.05-91 (опалення, вентиляція і кондиціонування повітря) [17].

8.1. Розрахунок теплових втрат крізь огороджуючі конструкції

Серед чинників, що впливають на споживання теплової енергії найважливішим є температура зовнішнього повітря. Розрахункове теплове навантаження систем опалювання, вентиляції (кондиціонування повітря) і гарячого водопостачання будівлі повинне компенсувати теплові втрати через огорожувальні конструкції будівлі. Для розрахунку теплових втрат через огороджуючі конструкції, попередньо заповнюється форма у вигляді таблиці 8.1, що приведена нижче. Згідно плану заводу та Додатку Е слід визначити площі огороджуючих конструкцій та їх коефіцієнти теплопередачі. При розрахунку необхідно врахувати спрощення:

- площа вікон складає 40...50 % від площі стін;
- площа дверей складає 8% від площі стін;
- площа одного робочого місця працівника становить 8-9 м².

Всі інші додаткові коефіцієнти визначаються згідно таблиці Е.4 Додатку Е.

Таблиця 8.1. Форма для підготовки теплотехнічного розрахунку

№	Найменування	Умовні позначення	Одиниця виміру	Значення
1	2	3	4	5
1	Коефіцієнт теплопередачі стін	$K_{\text{стін}}$	$\frac{\text{Ккал}}{(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})}$	0,80
2	Коефіцієнт теплопередачі вікон	$K_{\text{вікон}}$	$\frac{\text{Ккал}}{(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})}$	2,50
3	Коефіцієнт теплопередачі стелі	$K_{\text{стелі}}$	$\frac{\text{Ккал}}{(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})}$	1,00
4	Коефіцієнт теплопередачі дверей	$K_{\text{дверей}}$	$\frac{\text{Ккал}}{(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})}$	4,00
5	Коефіцієнт теплопередачі підлоги	$K_{\text{підлоги}}$	$\frac{\text{Ккал}}{(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})}$	0,75
6	Коефіцієнт теплопередачі склоблоків	$K_{\text{склоблоків}}$	$\frac{\text{Ккал}}{(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})}$	0,00
7	Площа стін	$F_{\text{стін}}$	м^2	3432,00
8	Площа дверей	$F_{\text{дверей}}$	м^2	278,00
9	Площа вікон	$F_{\text{вікон}}$	м^2	974,00
10	Площа підлоги	$F_{\text{підлоги}}$	м^2	522,00
11	Площа стелі	$F_{\text{стелі}}$	м^2	522,00
12	Площа склоблоків	$F_{\text{склоблоків}}$	м^2	0,00
13	Загальна площа будівлі	$F_{\text{будівлі}}$	м^2	5321,00
14	Опалювальний об'єм будівлі	$V_{\text{опал}}$	м^3	21872,00
15	Висота будівлі	$H_{\text{буд}}$	м	20,65
16	Кількість людей	P		607,00
17	Коефіцієнт, який враховує кількість тамбурів	B		0,60
18	Коефіцієнт, який враховує додатковий тепловий потік встановлюємих опалювальних приладів	b_1		1,13

Продовження табл. 8.1.

1	2	3	4	5
19	Коефіцієнт, який враховує додаткові витрати теплоти опалювальними приладами у зовнішні огороження при відсутності екранування	b_2		1,01
20	Розрахункова температура в опалюваних приміщеннях	$t_{\text{вн}}$	°C	19,00
21	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	0,00
22	Температура теплоносія у подаючому трубопроводі	t_1	°C	68,00
23	Температура теплоносія у зворотному трубопроводі	t_2	°C	41,00

Витрати тепла через огорожувальні конструкції, Гкал/год:

$$Q_a = (K_{\text{стін}} F_{\text{стін}} (1 + 0,05) + K_{\text{вікон}} F_{\text{вікон}} (1 + 0,05) + K_{\text{склоблок}} F_{\text{склоблок}} (1 + 0,05) + K_{\text{дверей}} F_{\text{дверей}} (1 + 0,05) K_{\text{стелі}} F_{\text{стелі}} \cdot 0,9 + (8.1) + K_{\text{підлоги}} F_{\text{підлоги}} \cdot 0,4) \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}) \cdot 10^{-6}$$

де $K_{\text{стін}}$, $K_{\text{вікон}}$, $K_{\text{стелі}}$, $K_{\text{дверей}}$, $K_{\text{підлоги}}$, $K_{\text{склоблоків}}$ – коефіцієнти теплопередачі відповідно стін, вікон, стелі, дверей, підлоги, склоблоків будівлі; $F_{\text{стін}}$, $F_{\text{дверей}}$, $F_{\text{вікон}}$, $F_{\text{підлоги}}$, $F_{\text{стелі}}$, $F_{\text{склоблоків}}$ – площі стін, дверей, вікон, підлоги, стелі, склоблоків; $t_{\text{вн}}$, $t_{\text{зовн}}$ – розрахункова температура опалювальних приміщень, температура зовнішнього повітря.

Величина внутрішніх тепловиділень визначається технологічним завданням на проектування систем опалювання, вентиляції (кондиціонування повітря) і гарячого водопостачання будівлі [7].

Тепло, що йде на нагрівання інфільтраційного повітря, Гкал/год:

$$Q_{\text{В1}} = \frac{0,337 \cdot V_{\text{опал}} (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}) \cdot 10^{-3}}{1163}, \quad (8.2)$$

де $V_{\text{опал}}$ – опалювальний об'єм будівлі.

Витрати тепла на нагрівання зовнішнього повітря, яке проникає через двері тамбурів, Гкал/год:

$$Q_{B2} = \frac{0,7B(H_{\text{буд}} + 0,8P)(t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}) \cdot 10^{-3}}{1163}, \quad (8.3)$$

де $H_{\text{буд}}$, P , B – висота будівлі, кількість людей, коефіцієнт, який враховує кількість тамбурів (входів-виходів, що відчиняються).

Витрати тепла у трубопроводах системи опалення, що проходять по не опалювальних підвалах і підпіллях, Гкал/год:

$$Q_2 = 0,02(Q_A + Q_{B1} + Q_{B2}). \quad (8.4)$$

Тепло, що надходить від людей і освітлення, Гкал/год:

$$Q_3 = \frac{0,01 \cdot F_{\text{будівлі}}}{1163}, \quad (8.5)$$

де $F_{\text{будівлі}}$ – загальна площа будівлі.

Сумарне теплове навантаження будівлі, Гкал/год:

$$Q_{\text{сум}} = (Q_A + Q_{B1} + Q_{B2}) \cdot b_1 \cdot b_2 + Q_2 - Q_3, \quad (8.6)$$

де b_1 – коефіцієнт, який враховує додатковий тепловий потік від встановлених опалювальних приладів; b_2 – коефіцієнт, який враховує додаткові витрати теплоти опалювальними приладами у зовнішні огороження при відсутності екранування.

Сумарне теплове навантаження будівлі, кВт:

$$Q_{\text{сум}} = \frac{Q_{\text{сум}}}{1,163} \cdot 10^3. \quad (8.7)$$

Погодинні витрати сітьової води на опалення, т/год:

$$G_{\text{омах}} = \frac{3,6 \cdot 1,163 Q_{\text{сум}} \cdot 10^3}{4,187 (T_1 - T_2)}, \quad (8.8)$$

де T_1 – температура теплоносія у подаючому трубопроводі, T_2 – температура теплоносія у зворотному трубопроводі.

Погодинні витрати води на опалення з урахуванням втрат, м³/год:

$$G'_{\text{омах}} = \frac{G_{\text{омах}}}{0,9169} \quad (8.9)$$

Максимальна годинна витрата води на гаряче водопостачання:

$$Q_{\text{гв}} = 1,1 G_{\text{омах}} (t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}}), \quad (8.10)$$

де $t_{\text{гв}}$ і $t_{\text{хв}}$ – відповідно температура гарячої і холодної води у холодний або теплий періоди року; $t_{\text{гв}} = 55$ °C; $t_{\text{хв}} = 5$ °C – у холодний період або $t_{\text{хв}} = 15$ °C – у теплий.

Необхідно виконати розрахунок теплових навантажень і втрат для заданого цеху, а результати представити у табличному вигляді.

8.2. Розробка рекомендацій щодо теплозаощаджуючих заходів та розрахунок економії від їх впровадження

Через недосконалі зовнішні конструкції будівель у атмосферу втрачається 20...60% від загального тепла, яке витрачається на опалення (залежно від висоти і конструкції будови). А оскільки на опалювання і вентиляцію витрачається близько 40% всіх ПЕР, саме у сфері їх реконструкції лежать основні резерви енергозаощадження.

На долю світлових прорізів (вікон, дверей), що відповідають СНіП II-3-79, доводиться близько 80% всіх тепловтрат будівлі. Втрати тепла через віконні прорізи у 4 - 6 рази вищі, ніж через стіни. Застосування подвійного і потрійного скління дозволить у 1,5...2,0 рази скоротити вказані втрати. Розміщення між рамами вікон додаткового шару плівки з покриттям, що відбиває інфрачервоне випромінювання з приміщення і що збільшує

термічний опір простору між стеклами, майже у 4 рази знижує тепловтрати через вікна. Вимірювання теплових потоків від огорожі будівлі показують, що при цьому практично зникає різниця між випромінюванням від стен та вікон.

Одношарові бетонні конструкції, які виготовлялися більшістю підприємств будівельної індустрії, не відповідають сучасним енергетичним вимогам (вимогам енергозбереження). Раніше побудовані будівлі споживають 65...90% теплової енергії промислового сектора і їх реконструкція може дозволити досягти великої економії енергоресурсів. Потенціал скорочення теплових втрат через конструкції становить близько 42%, на опалюванні – близько 39% (рис. 8.1 – 8.2).

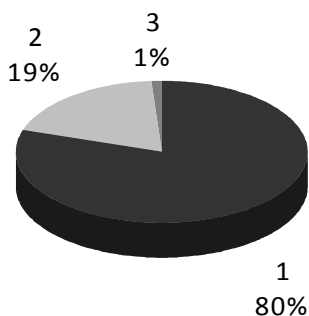


Рис. 8.1. Співвідношення часток споживання палива для опалювання (1), гарячого водопостачання (2) і вентиляції (3)

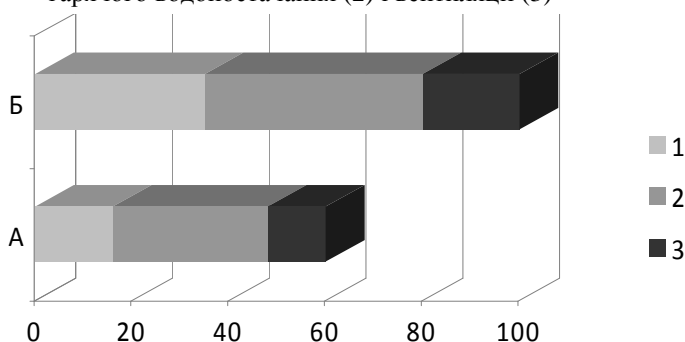


Рис. 8.2. Порівняння витрат теплоти на опалювання будівель до (Б) і після (А) реконструкції: 1 – втрати через стіни; 2 – втрати через вікна; 3 – втрати через інші конструкції.

На рис. 8.1 приведено співвідношення часток споживання палива на опалювання, вентиляцію і ГВП будівель загального призначення. На рис. 8.2 для наочності приведено порівняння величин тепловтрат у вигляді кількості спалюваного палива для двох однакових будинків, один з яких побудований відповідно до раніше діючих норм теплозахисту (СНІП II-3-79* "Будівельна теплотехніка") (Б), інший – для побудованого відповідно до нових вимог, чинних з 1997 року (А).

Для реконструкції шляхом утеплення стін будівлі пропонується вибрати теплоізолюючий матеріал згідно додатку Ж, наприклад: шар пінопласту завтовшки 0,05 м і шар штукатурки завтовшки 0,015 м.

Розраховуємо термічний опір глухих стін до впровадження енергозощаджуючих заходів, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$:

$$R_{\text{стін1}} = \frac{1}{K_{\text{стін1}}} . \quad (8.11)$$

Сумарний термічний опір стін після реконструкції, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$:

$$R_{\text{стін2}} = R_{\text{стін1}} + \frac{\delta_{\text{ут}}}{\lambda_{\text{ут}}} + \frac{\delta_{\text{шт}}}{\lambda_{\text{шт}}} , \quad (8.12)$$

де $\delta_{\text{ут}}$ – товщина утеплювача, $\delta_{\text{ут}} = 0,05$ м; $\lambda_{\text{ут}}$ – теплопровідність утеплюючих плит, $\lambda_{\text{ут}} = 0,04 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$ (приймаються згідно даних додатку Ж); $\delta_{\text{шт}}$ – товщина шару штукатурки, $\delta_{\text{шт}} = 0,015$ м; $\lambda_{\text{шт}}$ – теплопровідність штукатурки, $\lambda_{\text{шт}} = 0,7 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$.

Відповідно до формули (8.11) коефіцієнт теплопередачі стін після утеплення, $\text{Ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C})$:

$$K_{\text{стін2}} = \frac{1}{R_{\text{стін2}}} . \quad (8.13)$$

Зменшення теплових втрат через стіни площею $F_{\text{стін}}$ можна розрахувати так, Гкал/год:

$$\Delta Q_c = 1,05 \cdot (K_{\text{стін1}} - K_{\text{стін2}}) \cdot F_{\text{стін}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}) / 10^6. \quad (8.14)$$

Загальна економія теплової енергії за рік складатиме, Гкал/рік:

$$\Delta E_t = \Delta Q_c \cdot T_d \cdot D_{\text{оп}}, \quad (8.15)$$

де $T_d = 24$ години – тривалість доби; $D_{\text{оп}}$ – тривалість опалювального сезону, для курсової роботи дозволяється приймати $D_{\text{оп}} = 180 \pm 5$ днів.

Грошова економія за рахунок зменшення теплових втрат, тис. грн./рік:

$$\Delta B = \Delta E_t \cdot B_{\text{ТЕ}}, \quad (8.16)$$

де, $B_{\text{ТЕ}}$ – ціна теплової енергії.

Для віконних прорізів розрахунок виконується аналогічним чином.

Необхідно зазначити, що наведений розрахунок проводиться без врахування витрат на матеріали, транспортні та монтажні роботи, тому результат розрахунку вказує лише на можливість заощаджень але не доводить доцільності проведення таких заходів.

9. Розробка систем комерційного та технічного обліку ПЕР

9.1. Вибір приладів та устаткування для контролю потоків ПЕР

Комерційним називається облік вироблених, а також відпущених споживачам ПЕР для економічних **взаєморозрахунків** з постачальниками. Лічильники, що встановлюються для ведення комерційного обліку (КО) називають розрахунковими лічильниками. Лічильники для КО встановлюються на межі розподілу мережі (за балансною приналежністю) енергопостачальної організації і споживача.

Лічильники **технічного** обліку (ТО) встановлюється для контролю витрати та розподілу ПЕР **всередині** підприємств, цехів, квартир тощо.

У курсовій роботі живлення цехів електроенергією відбувається від ЦРП (ГПП). На підприємстві також споживається газ, вода, теплова енергія та інші задані у варіанті до курсової роботи енергоресурси. Вибір технічних засобів для контролю за енергоресурсами [8] виконуємо за допомогою додатку 3. Для контролю за *газом* на відгалуженні від магістрального газогону можна встановити електромагнітний витратомір-лічильник типу *ІВК* виробництва ТОВ "КатрЛесс". Для контролю витрати *води* можна використати лічильники крильчасті типу *Е-ТХКА* виробництва Фірми Hydrometer GmbH, Techem International GmbH, Німеччина, що встановлюються на подаючому та зворотному трубопроводах. Для обліку *теплової* енергії на подаючому трубопроводі (паропроводі) встановимо, наприклад, теплोलічильник ультразвуковий типу *SHARKY* виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина або фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія. *Електрична* енергія контролюється комплексно на двох вводах ЦРП (ГПП) на стороні ВН – лічильником типу Альфа А1700 виробництва Ельстер Метроніка, м. Москва. Для проведення технічного обліку приймаємо індукційні лічильники "Росток" типів СА4У - 5009 та СР4У - 5003. Можуть прийматися до встановлення й інші сертифіковані в Україні лічильники.

Для контролю за іншими енергоресурсами використовуємо програмно-технічний модуль ІТЕК-220. Система ІТЕК - 220 призначена для побудови автоматизованих систем контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ).

Комплекс ІТЕК-220 пов'язаний з ЕОМ. Вся інформація, що поступає від первинних вимірювальних перетворювачів записується до бази даних та використовується для комерційної та технічної діяльності підприємства.

9.2. Розрахунок метрологічних характеристик системи обліку

Передача інформації від лічильника електроенергії здійснюється у цифровому вигляді з використанням спеціальних протоколів зв'язку, які дозволяють перевіряти отримані дані. Тому найбільша похибка вимірювань, що перевищує нормовані значення, вноситься першим рівнем [8]. До цього рівня відносять первинні вимірювальні перетворювачі і давачі – трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН), лічильники (ЛЧ) і лінії, які їх сполучають – все це є вимірювальним каналом (ВК).

Для вимірювання електроенергії ВК має таку структурну схему:

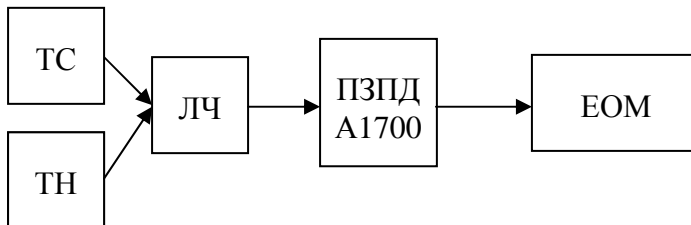


Рис. 9.1. Структурна схема ВК при вимірюванні електричної енергії

Для контролю інших енергоресурсів структурна схема ВК має вигляд, приведений на рис 9.2.

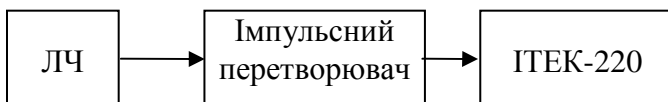


Рис. 9.2. Структурна схема ВК при вимірюванні інших видів енергії

Систематична похибка вимірювання ВК наближено може визначатися за формулою:

$$\delta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТС}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{ЛЧ}}^2 + \delta_{\text{ПЗПД}}^2 + \delta_{\text{ЛЗ}}^2}, \quad (9.1)$$

де δ_{Σ} – результуюча похибка вимірювального вузла; $\delta_{\text{ТН}}$ – відносна похибка ТН; $\delta_{\text{ТС}}$ – відносна допустима ТС; $\delta_{\text{ЛЧ}}$ – допустима похибка лічильника, $\delta_{\text{ЛЗ}}$ – допустима похибка лінії зв'язку, $\delta_{\text{ПЗПД}}$ – допустима похибка пристрою збору та передачі даних.

Для вимірювання електричної енергії результуюча похибка ВК технічного обліку визначається за (9.1): $\delta_{\text{ТН}} = 0,5\%$ та $\delta_{\text{ТС}} = 0,5\%$ відповідно до класів точності ТН та ТС, $\delta_{\text{ЛЧ}} = 2\%$, $\delta_{\text{ПЗПД}} = 0,5\%$ відповідно класів точності лічильників; $\delta_{\text{ЛЗ}} = 0,2\%$ згідно додатку 3. Для вимірювання електричної енергії результуюча похибка ВК комерційного обліку визначається аналогічно.

При вимірюванні інших видів енергії результуюча похибка ВК:

$$\delta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ЛЧ}}^2 + \delta_{\text{ІП}}^2 + \delta_{\text{ЛЗ}}^2 + \delta_{\text{ПЗПД}}^2}, \quad (9.2)$$

де $\delta_{\text{ЛЗ}} = 0,2\%$, $\delta_{\text{ПЗПД}} = 1,2\%$ згідно додатку 3, $\delta_{\text{П}} = 1,0\%$.

Сумарна систематична похибка обліку електроенергії по об'єкту, на якому покупка енергії фіксується у n ВК, а продаж – по m ВК, визначається за формулою, тис.кВт·год:

$$\delta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{\delta_i}{100} W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\delta_j}{100} W_j, \quad (9.3)$$

де $W_{i(j)}$ – кількість енергії, тис. кВт·год, що пройшла через ВК обліку; $\delta_{i(j)}$ – систематична похибка вимірювального комплексу $i(j)$ -ого ВК.

10. Контроль ефективності використання електроенергії в агрегатах

10.1. Згладжені енергетичні характеристики агрегату

Побудова енергетичної характеристики як підприємства в цілому, так і окремих його агрегатів дозволяє оцінити ефективність використання ПЕР на виробництво продукції, на власні потреби, перспективи енергозаощадження.

За реальних умов виробництва установки працюють із перемінним навантаженням, тому, для оцінки енергетичної економічності роботи агрегатів при різних значеннях їхньої продуктивності A використовують **енергетичні характеристики**, а не енергобаланси (які відносяться до певних постійних умов роботи і продуктивності).

Вихідними енергетичними характеристиками агрегатів є (рис. 10.1 а):

- характеристика підведеної потужності ($P_{\text{підв.}} = f_1(A)$);
- характеристика корисної потужності ($P_{\text{кор.}} = f_2(A)$);
- характеристика втраченої потужності ($P_{\text{втр.}} = f_3(A)$).

Ординати характеристики підведеної потужності агрегату дорівнюють сумі ординат характеристик корисної і втраченої потужностей (тобто кожна точка енергетичної характеристики являє собою окремий енергобаланс).

Вихідні характеристики слугують також для побудови **похідних** енергетичних характеристик (рис. 10.1 б):

- характеристики питомої витрати енергії ($d = f_4(A)$);
- характеристики коефіцієнта корисної дії (к.к.д. $= f_5(A)$);
- характеристики питомих втрат ($s = f_6(A)$).

Похідні енергетичні характеристики мають точки екстремуму, що відповідають економічній продуктивності агрегату $A_{ек}$.

На вихідних енергетичних характеристиках ця точка $A_{ек}$ визначається шляхом проведення з початку координат дотичних до характеристик.

Серед вихідних характеристик найбільше практичне застосування має характеристика підведеної потужності, а з похідних – характеристика питомої витрати енергії.

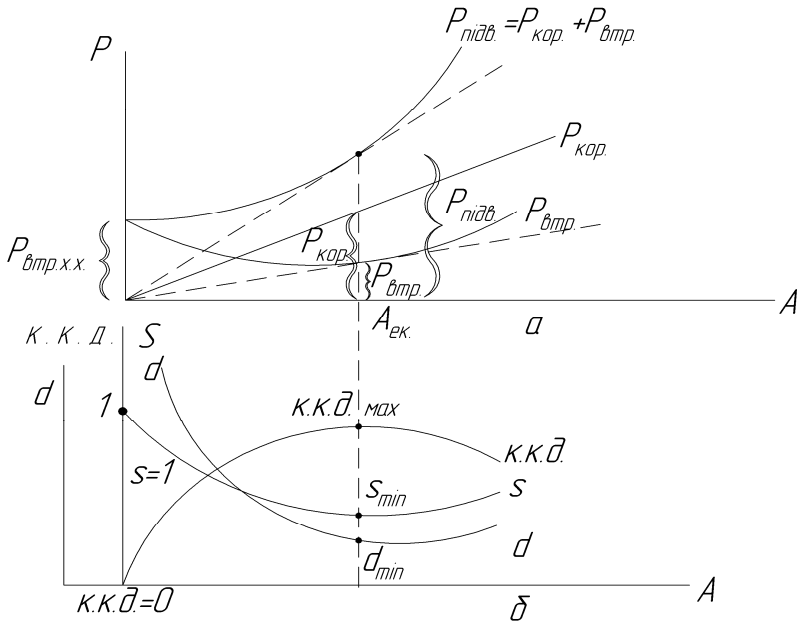


Рис. 10.1. Вихідні (а) і похідні (б) енергетичні характеристики агрегатів.

Найбільш точно енергобаланси й енергетичні характеристики устаткування можуть бути отримані **експериментальним** (дослідним) шляхом на основі випробувань.

Після закінчення експерименту, побудовані характеристики підведеної потужності чи втрат, як правило, **згладжуються** (тобто будується не ламана лінія, а деяка монотонна крива). Після цього похідні характеристики питомих показників будуються вже по точках, які відповідають ординатам згладженої вихідної характеристики.

Енергетичні характеристики можуть бути показані у аналітичній формі – за допомогою рівнянь. Енергетична економічність роботи агрегату у різних режимах залежить від **форми** характеристики підведеної потужності.

10.2. Агрегати з прямолінійними характеристиками підведеної потужності

При **безперервній** роботі агрегату з **постійним** навантаженням величина поточної (миттєвої) підведеної до нього потужності $P_{\text{підв.}}$ визначається з рівняння:

$$P_{\text{підв.}} = P_{\text{xx}} + d_{\text{ч}} \cdot A, \quad (10.1)$$

де P_{xx} – втрати холостого ходу, кВт; A – продуктивність (навантаження) агрегату, од./год; $d_{\text{ч}}$ – часткова питома витрата, що являє собою питому величину корисної енергії і змінних втрат (пропорційних навантаженню) на одиницю виробленої продукції, кВт·год/од.

Поділивши обидві частини рівняння (10.1) на A , отримаємо рівняння характеристики миттєвої питомої витрати енергії:

$$d = \frac{P_{\text{xx}}}{A} + d_{\text{ч}}, \quad (10.2)$$

Витрата енергії за фіксований проміжок часу T_6 **безперервної** роботи агрегату при **змінному** режимі навантаження дорівнює:

$$W_6 = P_{\text{підв.}} \cdot T_6 = P_{\text{xx}} \cdot T_6 + d_{\text{ч}} \cdot Q_6, \quad (10.3)$$

де Q_6 – обсяг випуску продукції, од./добу.

Поділивши обидві частини виразу (10.3) на T_6 , отримаємо:

$$P_6 = \frac{W_6}{T_6} = P_{\text{xx}} + d_{\text{ч}} \cdot A_6, \quad (10.4)$$

Поділивши обидві частини рівняння (10.4) на A_6 , отримаємо рівняння характеристики питомої витрати енергії:

$$d_6 = \frac{P_{xx}}{A_6} + d_q, \quad (10.5)$$

На відміну від залежностей (10.1) і (10.2) для постійного навантаження, у рівняннях для змінного – (10.4) і (10.5), фігурують вже не миттєві, а **середньогодинні** значення продуктивності A_6 і підведеної потужності P_6 , які визначаються за весь період T_6 безперервної роботи агрегату.

Отже, можна зробити наступні висновки:

1. При безперервній роботі агрегату з прямолінійними характеристиками підведеної потужності енергетичні характеристики режиму постійного навантаження співпадають з характеристиками режиму при змінному навантаженні.

2. Робота агрегату при однаковій продуктивності (поточній чи середньогодинній) енергетично **рівноеконічна** як при постійному, так і при змінному режимі навантаження.

У певному календарному періоді режим роботи агрегату може характеризуватись не тільки часом безперервної роботи, а також **перервами** і **простоями**. У цьому разі оцінка енергетичної економічності роботи агрегату базується на **середньокалендарних** значеннях підведеної потужності P_0 і питомої витрати енергії d_0 .

Витрата енергії за календарний час $T_0 > T_6$ (без врахування пускових витрат) визначається виразом, аналогічним залежності (10.3):

$$W_0 = P_{xx} \cdot T_6 + d_q \cdot Q_0, \quad (10.6)$$

оскільки при перервах та простоях з **вимкненням** агрегату енергія не витрачається. При цьому характеристика середньокалендарної підведеної потужності і питомої витрати енергії матимуть наступний вигляд:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= P_{xx} \frac{T_6}{T_0} + d_{\text{ч}} \frac{Q_0}{T_0} = K_t \cdot P_{xx} + d_{\text{ч}} \cdot A_0 \\
 d_0 &= \frac{P_0}{A_0} = \frac{K_t \cdot P_{xx}}{A_0} + d_{\text{ч}}
 \end{aligned}
 \tag{10.7}$$

Рівняння (10.7) відрізняються від попередніх тим, що містять дві змінні величини: K_t і A_0 . Отже, вони визначають собою вже не лінії, а **області** зміни значень P_0 і d_0 , тобто – енергетичні **діаграми** агрегату.

Енергетична діаграма агрегату безперервної дії з прямолінійними характеристиками підведеної потужності показана на рис. 10.2.

Пряма $P_{xx} \rightarrow P_{\max}$ відповідає випадку, коли $K_t = 1$, тобто характеризує безперервну роботу агрегату протягом всього періоду часу $T_0 = T_6$ і є характеристикою залежності $P_6 = f(A_6)$.

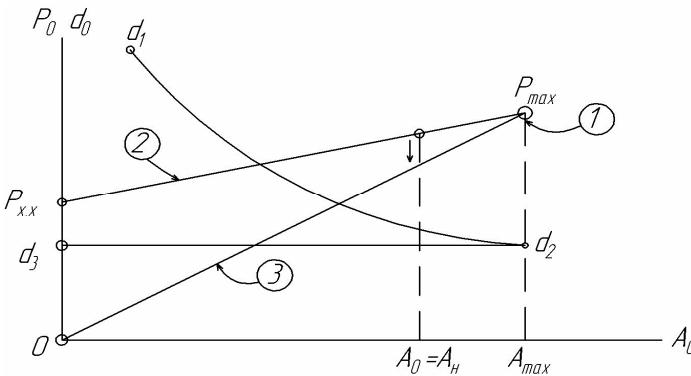


Рис. 10.2. Енергетична діаграма для агрегату з прямолінійною характеристикою підведеної потужності.

В точці P_{\max} агрегат працює з максимальною годинною продуктивністю A_{\max} . Таким чином, робота агрегату по прямій $P_{xx} \rightarrow P_{\max}$ характеризується умовами:

$$T_0 = T_6; \quad A_0 = A_6; \quad K_t = 1; \quad P_6 = \text{var.} \tag{10.8}$$

На діаграмі питомої витрати енергії прямій $P_{xx} \rightarrow P_{\max}$ відповідає крива $d_1 \rightarrow d_2$. В точці d_2 , що відповідає умові $A_0 = A_{\max}$, питома витрата енергії має найменшу величину $d_2 = d_{\min}$.

Пряма $0 \rightarrow P_{\max}$ відповідає режиму роботи агрегату з постійною годинною продуктивністю A_{\max} , і з повним **відключенням** агрегату на час перерв. Цей режим роботи агрегату характеризується умовами:

$$T_0 = T_6 / K_t; A_0 = K_t \cdot A_6 = K_3 \cdot A_{\max}; K_3 = 1; K_t = var. \quad (10.9)$$

На діаграмі питомої витрати енергії цьому режиму відповідає горизонтальна пряма $d_3 \rightarrow d_2$,

Прямі $P_{xx} \rightarrow P_{\max}$ і $0 \rightarrow P_{\max}$ є **межевими** прямими енергетичної діаграми агрегату.

Висновки щодо режимів роботи агрегату з прямолінійними характеристиками підведеної потужності:

1. При відсутності обмежень на випуск продукції найбільш доцільно з точки зору витрати енергії експлуатувати агрегат у режимі безперервної роботи з постійним навантаженням A_{\max} (при d_{\min}).

2. Якщо агрегат не може бути максимально завантаженим протягом T_0 (тобто $A_0 < A_{\max}$) і водночас виробництво не дозволяє перерв, то з точки зору витрати енергії байдуже, чи буде агрегат працювати безперервно з постійно зниженою продуктивністю $A_0 < A_{\max}$, або він працюватиме зі змінним навантаженням при середньогодинній продуктивності $A_6 = A_0$. В обох випадках робота агрегату відбуватиметься по прямій $P_{xx} \rightarrow P_{\max}$.

3. Якщо за умов неповного завантаження допускаються перерви, то доцільно чергувати періоди роботи при максимальній продуктивності A_{\max} із перервами з повним відключенням агрегату. У цьому разі робота агрегату буде відбуватись по прямій $0 \rightarrow P_{\max}$ на діаграмі підведеної потужності і по лінії $d_3 \rightarrow d_2$ на діаграмі питомої витрати енергії.

10.3. Агрегат з увігнутими характеристиками підведеної потужності

Енергетична діаграма агрегату з **увігнутими** характеристиками підведеної потужності може бути представлена у вигляді графіку на рис. 10.3: заштрихована область відповідає безперервній роботі агрегату з різними режимами навантаження протягом календарного періоду часу T_0 .

Точка P_{\max} відповідає роботі агрегату з постійним навантаженням при максимальній продуктивності A_{\max} ; однак, найменша питома витрата енергії має місце у точці "b", що відповідає роботі агрегату при економічній продуктивності $A_{\text{ек}}$.

Додаткові втрати енергії змінного режиму навантаження у порівнянні з режимом постійного навантаження залежать від ступеню кривизни характеристики підведеної потужності та від діапазону зміни часової продуктивності агрегату за час його безперервної роботи.

Крива $P_{\text{хх}} \rightarrow b \rightarrow P_{\max}$ характеризує режим сталого навантаження агрегату **найбільш** вигідний за умов безперервної роботи.

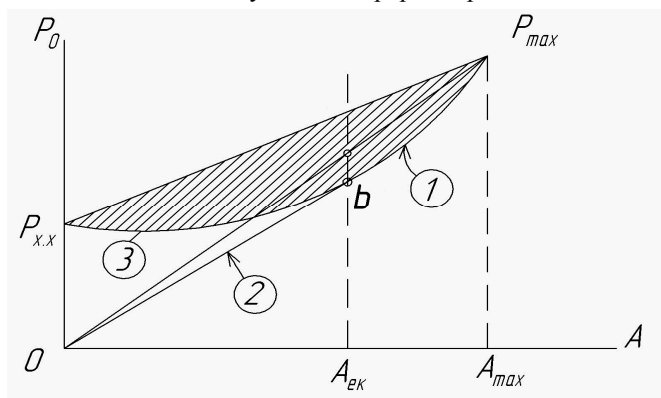


Рис. 10.3. Енергетична діаграма для агрегату з увігнутими характеристиками підведеної потужності.

Пряма $P_{\text{хх}} \rightarrow P_{\max}$ відповідає **найменш** вигідному з енергетичної точки зору режиму безперервної роботи агрегату, що характеризується чергуванням періодів роботи при максимальній годинній продуктивності з холостим ходом.

Режими роботи агрегату з *перервами* характеризуються на графіку прямими $0 \rightarrow P_{\max}$ і $0 \rightarrow b$. Перша з них відповідає режиму чергування періодів роботи агрегату при максимальній продуктивності A_{\max} з повним відключенням агрегату на час перерв, а друга – режиму чергування перерв з повним відключенням агрегату із періодами роботи при економічній продуктивності $A_{\text{ек}}$. Останній режим є *найвигіднішим* з точки зору витрати енергії, оскільки йому при заданій середньокалендарній продуктивності A_0 відповідає найменша величина середньокалендарної підведеної потужності P_0 , а відповідно, і найменша величина середньокалендарної питомої витрати енергії $d_0 = d_{\min}$.

Проведений аналіз енергетичної діаграми дозволяє зробити наступні **висновки**:

1. Якщо може бути задана середньокалендарна продуктивність, що дорівнює чи перевищує економічну продуктивність (тобто $A_0 \geq A_{\text{ек}}$), то з точки зору витрат енергії агрегат має працювати у режимі безперервної роботи з постійною годинною продуктивністю A_0 .

2. Якщо програма виробництва не забезпечує середньокалендарного завантаження по економічній годинній продуктивності (тобто $A_0 < A_{\text{ек}}$), то найбільш вигідно переходити на режим роботи агрегату з перервами – із чергуванням періодів роботи при постійному навантаженні $A_{\text{ек}}$ і повного відключення агрегату.

3. Якщо за тих же умов завантаження ($A_0 < A_{\text{ек}}$) виробництво не допускає перерв, то з точки зору витрат енергії слід експлуатувати агрегат у режимі безперервної роботи з постійним навантаженням, що дорівнює заданій середньокалендарній продуктивності A_0 .

10.4. Агрегат з опуклими характеристиками підведеної потужності

Енергетична діаграма роботи агрегату з опуклими характеристиками підведеної потужності представлена на рис. 10.4.

Заштрихована область характеризує безперервну роботу агрегату з різними режимами навантаження. Точка P_{\max} відповідає безперервній роботі з постійним навантаженням, рівним максимальній годинній продуктивності агрегату A_{\max} , при якому має місце найменше значення питомої витрати енергії.

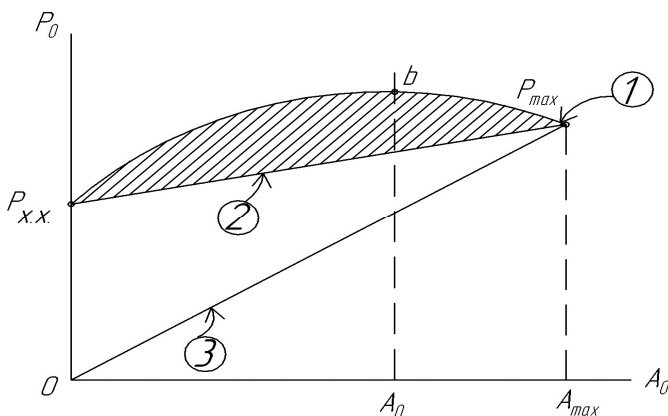


Рис. 10.4. Енергетична діаграма для агрегату з опуклими характеристиками підведеної потужності.

Різниця $\Delta P = P - P_0$ характеризує економію енергії при змінному режимі навантаження у порівнянні з режимом роботи з постійним навантаженням.

Крива $P_{xx} \rightarrow b \rightarrow P_{max}$ відповідає безперервній роботі агрегату у режимі постійного навантаження, яке є **найменш** вигідним з енергетичної точки зору.

Пряма $P_{xx} \rightarrow P_{max}$ характеризує безперервну роботу агрегату з чергуванням корисної роботи при максимальній продуктивності A_{max} із холостим ходом агрегату. Цей режим за умов безперервної роботи агрегату при будь-якій заданій середньокалендарній продуктивності енергетично **більш** вигідний, ніж робота з постійним навантаженням A_0 .

Пряма $0 \rightarrow P_{max}$ відповідає режиму роботи агрегату з перервами – із чергуванням корисної роботи при максимальній продуктивності A_{max} і перерв з повним відключенням агрегату. Цей режим є енергетично **найбільш** вигідним при будь-якій заданій продуктивності, меншій, ніж A_{max} .

На основі розгляду енергетичної діаграми можна зробити наступні **висновки**:

1. Безперервна робота агрегату з постійним навантаженням енергетично вигідна тільки тоді, коли програма виробництва дозволяє

завантажити агрегат на величину його максимальної годинної продуктивності A_{\max} протягом усього календарного періоду T_0 .

2. При безперервній роботі агрегату і неповній середньокалендарній продуктивності агрегату $A_0 < A_{\max}$ найбільш вигідно експлуатувати його у режимі чергування періодів роботи при максимальній годинній продуктивності з холостим ходом або з роботою при мінімальній годинній продуктивності агрегату.

3. При неповному завантаженні ($A_0 < A_{\max}$), але при допущенні роботи з перервами, найбільш вигідно переходити на режим роботи з чергуванням періодів корисної роботи при максимальній годинній продуктивності і перерв з повним відключенням агрегату.

Підводячи підсумки щодо енергетичної економічності роботи агрегату безперервної дії, можна стверджувати, що доцільними є тільки чотири режими:

1. **Безперервна** робота з **постійним** навантаженням агрегату. Цей режим є допустимим для агрегату з прямолінійними та увігнутими характеристиками при будь-якому значенні середньокалендарної продуктивності, а для агрегату з опуклими характеристиками – тільки при постійній максимальній продуктивності.

2. **Безперервна** робота зі **змінним** навантаженням. Цей режим є допустимим тільки для агрегату з прямолінійними характеристиками підведеної потужності.

3. Режим з **перервами**, що характеризується чергуванням періодів корисної роботи при максимальній годинній продуктивності агрегату з холостим ходом або роботою з мінімальною годинною продуктивністю. Цей режим є допустимим за умов обов'язкової безперервної роботи для агрегату з прямолінійними та опуклими характеристиками підведеної потужності і протипоказаний для агрегатів з увігнутими характеристиками.

4. Режим з **перервами**, що характеризується чергуванням періодів корисної роботи при максимальній або економічній годинній продуктивності агрегату та перерв у роботі з повним відключенням агрегату.

У всіх розглянутих режимах (окрім безперервної роботи агрегату зі змінним навантаженням) питома витрата енергії є постійною величиною при будь-якій заданій середньокалендарній продуктивності агрегату.

Таким чином, встановивши режим роботи агрегату, легко визначити за його енергетичною характеристикою норму питомої витрати енергії, що відповідає обраному режиму і заданій середньокалендарній продуктивності агрегату.

По звітних даних про фактичний обсяг випуску продукції агрегатом і про його фактичне електроспоживання, приведених у табл. И.1 додатку И, будуюмо згладжені енергетичні характеристики агрегату (основну вихідну й основну похідну характеристики).

10.5. Визначення середньої продуктивності і середньої підведеної потужності агрегату

По вихідних даних визначасмо середню продуктивність й середню підведену потужність агрегату за відповідний проміжок часу $T=24$ години і зводимо ці дані до таблиці 10.1:

$$A_i = \frac{Q_i}{T}; \quad (10.10)$$

$$P_i = \frac{W_i}{T}; \quad (10.11)$$

$$P_{\text{х.х.}} = \frac{W_{\text{х.х.}}}{24} = \frac{940}{24} = 39,17 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Таблиця 10.1. Розрахунок енергетичної характеристики агрегату

Номер доби	Q_i , од. за добу	W_i , кВт·год за добу	A_i , од/год	P_i , кВт
1	720	3153	30	131,375
3	960	4203	40	175,125
5	1200	6231	50	259,625
7	1440	7832	60	326,3333
2	1680	9217	70	384,0417
4	1920	15069	80	627,875
6	2160	17693	90	737,2083

Оцінимо характер залежності підведеної потужності агрегату, побудувавши розраховані точки (A_i , P_i) енергетичної характеристики на рис. 10.5; тепер необхідно визначити параметри відповідного рівняння характеристики $P(A)$.

10.6. Характеристика підведеної потужності прямолінійна

Припустимо найпростіший варіант, що характеристика підведеної потужності є *прямолінійною*, тоді маємо її рівняння у вигляді (10.1).

Параметри цього рівняння ($P_{x.x.}$ і d_q) визначаються по статистичних даних за допомогою методу найменших квадратів. Для цього складаємо вихідну систему рівнянь:

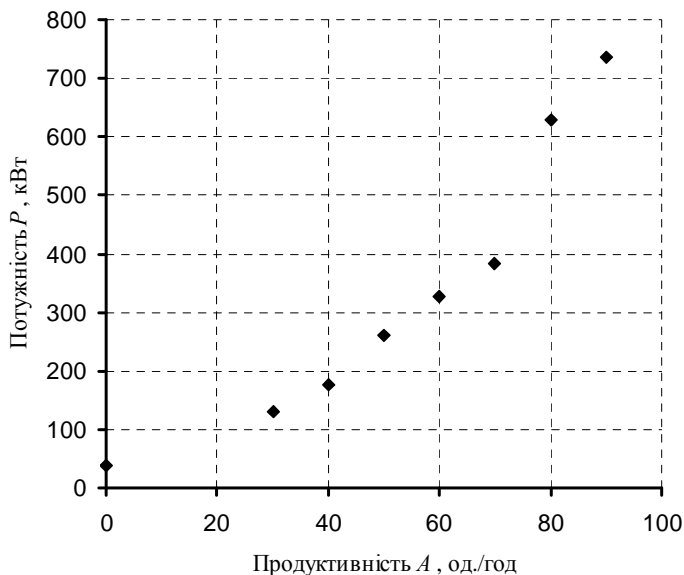


Рис. 10.5. Дані про енергетичну характеристику агрегату.

$$\begin{aligned}
 P_1 &= P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot A_1 \\
 P_2 &= P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot A_2 \\
 &\dots\dots\dots \\
 &\dots\dots\dots \\
 P_n &= P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot A_n
 \end{aligned}
 \tag{10.12}$$

Приведемо цю систему рівнянь до нормального виду (система двох рівнянь з 2-ма невідомими) за допомогою методу найменших квадратів. Одержуємо систему нормальних рівнянь Гауса:

$$\begin{cases}
 \sum_{i=0}^n P_i = n \cdot P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot \sum_{i=0}^n A_i \\
 \sum_{i=0}^n P_i \cdot A_i = P_{\text{х.х.}} \cdot \sum_{i=0}^n A_i + d_{\text{ч}} \cdot \sum_{i=0}^n A_i^2
 \end{cases}
 \tag{10.13}$$

Вихідна система рівнянь для кожної доби з табл. 10.1:

$$\begin{cases}
 P_0 = P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 0 = 39,17 \\
 131,375 = P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 30 \\
 175,125 = P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 40 \\
 259,625 = P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 50 \\
 326,333 = P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 60 \\
 384,042 = P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 70 \\
 627,875 = P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 80 \\
 737,208 = P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 90
 \end{cases}$$

Тоді згідно (10.4):

$$\begin{cases}
 2680,75 = 8 \cdot P_{\text{х.х.}} + d_{\text{ч}} \cdot 420 \\
 186969,166 = P_{\text{х.х.}} \cdot 420 + d_{\text{ч}} \cdot 28000
 \end{cases}$$

Результати розрахунку:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{х.х.}} &= -72,816 \text{ кВт}; \\
 d_{\text{ч}} &= 7,77 \text{ кВт} \cdot \text{год/од.прод.}
 \end{aligned}$$

З урахуванням нових значень $P_{x,x}$ і $d_{ч}$ рівняння (10.4) набуде вигляду:

$$P'_i = -72,816 + 7,77 \cdot A_i$$

$$d'_i = \frac{P'_i}{A_i} . \quad (10.14)$$

Результати розрахунку по (10.5) лінеаризованої залежності $P'_i(A_i)$ зведемо до табл. 10.2 і покажемо на рис. 10.6, а залежність $d'_i(A_i)$ – на рис. 10.7.

Таблиця 10.2. Результати розрахунку лінеаризованої залежності.

A_i	30	40	50	60	70	80	90
P'_i	160,28	237,98	315,68	393,38	471,08	548,78	626,48
d'_i	5,343	5,95	6,31	6,56	6,73	6,86	6,96

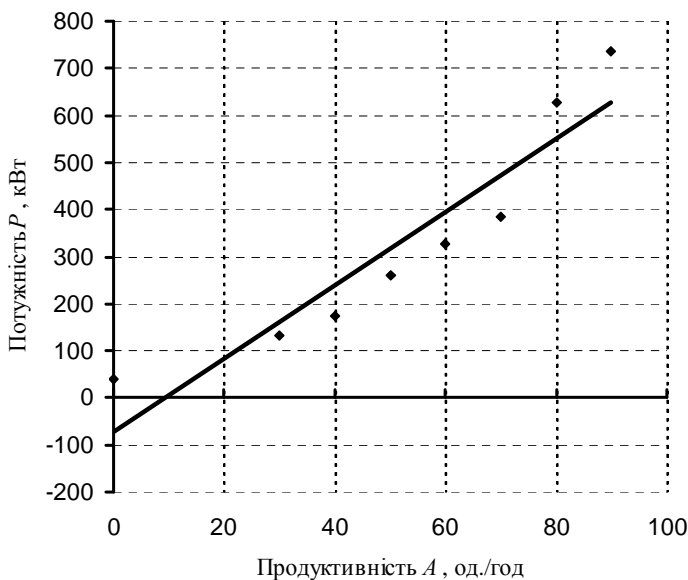


Рис. 10.6. Прямолинійна енергетична характеристика.

З рис. 10.6 видно, що P_{xx} має від'ємне значення, що позбавлено фізичного сенсу і свідчить про неадекватність прямолінійної апроксимації характеристики підведеної потужності.

Відповідно похідна характеристика на рис. 10.7 для прямолінійної енергетичної характеристики не має мінімуму, як то слідує з рис. 10.1 б.

Тому слід оцінити дисперсію між реальною та лінеаризованою енергетичними характеристиками.

Знайдемо дисперсію D_0 між реальною та лінеаризованою енергетичними характеристиками, скориставшись даними таблиць 10.1, 10.2:

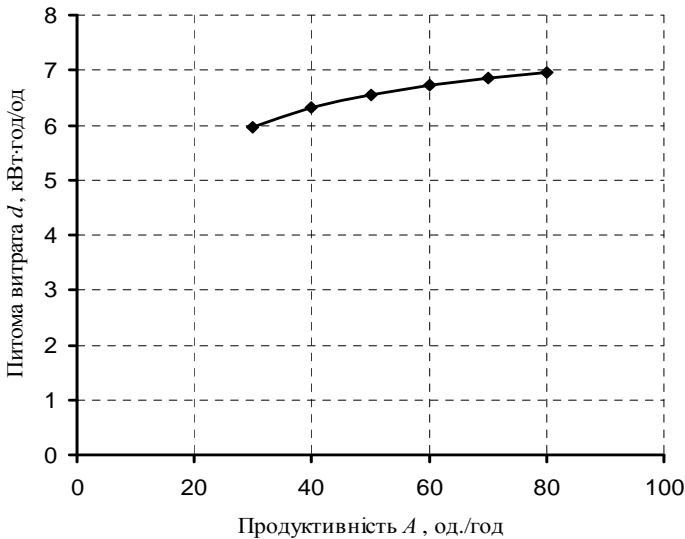


Рис. 10.7. Похідна характеристика для прямолінійної енергетичної характеристики.

$$D_0 = \sum_{i=0}^n (P'_i - P_i)^2 = (160,284 - 131,375)^2 + (237,984 - 175,125)^2 + (315,684 - 259,625)^2 + (393,384 - 326,333)^2 + (471,084 - 384,047)^2 + (548,784 - 627,875)^2 + (626,484 - 737,208)^2 + (-72,816 - 39,17)^2 = 51057,88.$$

Видно, що у разі прямолінійної характеристики підведеної потужності дисперсія D_0 має неприпустимо велике значення.

10.7. Характеристика підведеної потужності нелінійна

Тепер припустимо, що характеристика підведеної потужності є **нелінійною**, тоді опишемо її квадратичним рівнянням:

$$P_i = a + b \cdot A_i + c \cdot A_i^2 \quad (10.15)$$

Параметри цього рівняння (a , b й c) визначаються зі статистичних даних за допомогою методу найменших квадратів. Для цього складаємо вихідну систему рівнянь:

[illegible]

Ця система рівнянь може бути приведена до нормального виду (система 3-х рівнянь з 3-ма невідомими) за методом найменших квадратів. Одержуємо систему нормальних рівнянь Гауса:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n P_i &= a \cdot n + \epsilon \cdot \sum_{i=1}^n A_i + c \cdot \sum_{i=1}^n A_i^2 \\ \sum_{i=1}^n P_i \cdot A_i &= a \cdot \sum_{i=1}^n A_i + \epsilon \cdot \sum_{i=1}^n A_i^2 + c \cdot \sum_{i=1}^n A_i^3 \\ \sum_{i=1}^n P_i \cdot A_i^2 &= a \cdot \sum_{i=1}^n A_i^2 + \epsilon \cdot \sum_{i=1}^n A_i^3 + c \cdot \sum_{i=1}^n A_i^4 \end{aligned} \quad (10.17)$$

$$\begin{cases} P_0 = a + \vartheta \cdot 0 + c \cdot 0^2 \\ 131,375 = a + \vartheta \cdot A_1 + c \cdot A_1^2 \\ 175,125 = a + \vartheta \cdot A_2 + c \cdot A_2^2 \\ 259,625 = a + \vartheta \cdot A_3 + c \cdot A_3^2 \\ 326,3333 = a + \vartheta \cdot A_4 + c \cdot A_4^2 \\ 384,0417 = a + \vartheta \cdot A_5 + c \cdot A_5^2 \\ 627,875 = a + \vartheta \cdot A_6 + c \cdot A_6^2 \\ 737,2083 = a + \vartheta \cdot A_7 + c \cdot A_7^2 \end{cases}$$

$$\begin{cases} 2680,75 = a \cdot 8 + \vartheta \cdot 420 + c \cdot 28000 \\ 186969,166 = a \cdot 420 + \vartheta \cdot 28000 + c \cdot 2016000 \\ 14093891,166 = a \cdot 28000 + \vartheta \cdot 2016000 + c \cdot 153160000. \end{cases}$$

Результати розрахунку:

$$c = 0,0927; b = -0,742; a = 49,4 = P_{xx}.$$

З урахуванням цього, запишемо рівняння (10.15) у вигляді:

$$P_i' = 49,4 - 0,742 \cdot A_i + 0,0927 \cdot A_i^2;$$

Результати розрахунку по (10.14) нелінійної залежності $P_i'(A_i)$ зведемо до табл. 10.3.

Таблиця 10.3. Енергетичні характеристики агрегату.

A_i	30	40	50	60	70	80	90
P_i'	110,57	168,04	244,05	338,6	451,69	583,32	733,49
d_i'	3,6857	4,201	4,881	5,643	6,4527	7,2915	8,15

Побудуємо згладжені енергетичні характеристики агрегату основну вихідну (рис. 10.8) й основну похідну (рис. 10.9) характеристики.

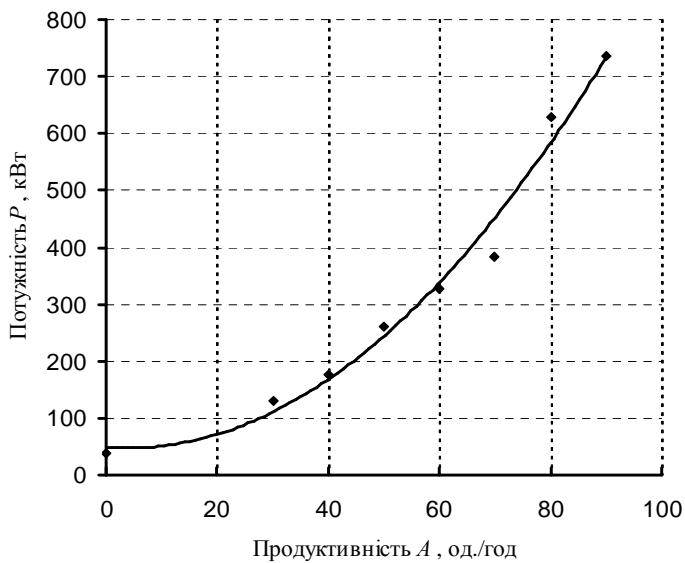


Рис. 10.8. Нелінійна енергетична характеристика.

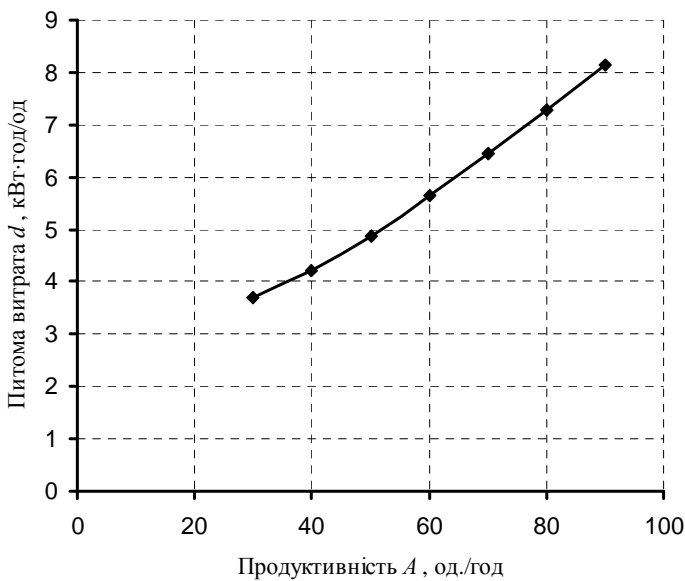


Рис. 10.9. Похідна характеристика для нелінійної енергетичної характеристики

Знайдемо дисперсію:

$$D_0 = \sum_{i=0}^n (P'_i - P_i)^2 = (110,57 - 131,375)^2 + (168,04 - 175,125)^2 + (244,05 - 259,625)^2 + (338,6 - 326,3333)^2 + (451,69 - 384,0417)^2 + (583,32 - 627,875)^2 + (733,49 - 737,2083)^2 + (49,4 - 39,17)^2 = 7556,017.$$

Тепер порівняємо дисперсії прямолінійної та нелінійної апроксимуючих характеристик:

$$51057,88 \gg 7556,017.$$

Отже, остаточно приймаємо, що характеристика підведеної потужності агрегату є **нелінійною**, відповідно запишемо її рівняння:

$$P'_i = 49,4 - 0,742 \cdot A_i + 0,0927 \cdot A_i^2.$$

10.8. Побудова енергетичної діаграми агрегату. Характеристика можливих режимів його роботи

З графіка на рис. 10.8 видно, що характеристика підведеної потужності агрегату є дещо увігнутою.

Енергетична діаграма устаткування з увігнутими характеристиками підведеної потужності представлена на рис. 10.10.

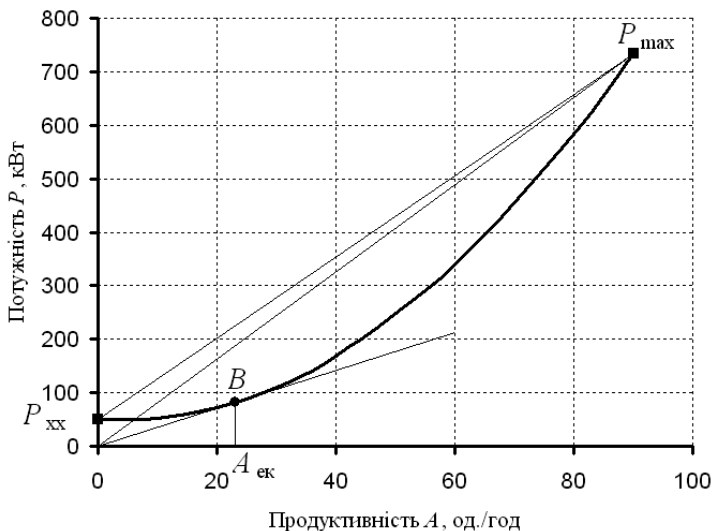


Рис. 10.10. Енергетична діаграма агрегату.

Ділянка, обмежена кривою $P_{x.x.}-B-P_{\max}$ і прямою $P_{x.x.}-P_{\max}$, відповідає безупинній роботі агрегату з різними режимами навантаження протягом календарного періоду часу T_0 . Точка P_{\max} відповідає роботі агрегату у постійному режимі навантаження при максимальній годинній продуктивності A_{\max} .

Однак, найменша питома витрата енергії при безупинній роботі агрегату має місце в точці B , яка відповідає роботі устаткування в постійному режимі навантаження з економічною продуктивністю $A_{\text{ек}}$. Для дотичної $0-B$ відшукаємо значення $A_{\text{ек}} = \sqrt{P_{xx}/0,0927} = 23$ од.

Крива $P_{x.x.}-B-P_{\max}$ характеризує режим постійного навантаження устаткування, найбільш вигідний за умов безупинної роботи. Пряма $P_{x.x.}-P_{\max}$ відповідає найменш вигідному з енергетичної точки зору режиму безупинної роботи агрегату, що характеризується чергуванням періодів роботи при максимальній годинній продуктивності з холостим ходом.

Переривчасті режими роботи агрегату характеризуються на графіку прямими $0-P_{\max}$ і $0-B$. Перша з них відповідає режиму чергування періодів роботи агрегату при максимальній годинній продуктивності A_{\max} з повним відключенням устаткування на час перерв, а друга – режиму чергування перерв із повним відключенням агрегату з періодами роботи устаткування при економічній годинній продуктивності $A_{\text{ек}}$. Останній режим є енергетично найвигіднішим, тому що йому при заданій середньокалендарній продуктивності відповідає найменша величина середньокалендарної підведеної потужності P_0 , а отже, і найменша величина середньокалендарної питомої витрати енергії.

Розглянута енергетична діаграма дозволяє зробити необхідні **висновки** щодо енергетичної економічності роботи агрегату з увігнутою характеристикою підведеної потужності (див. п. 10.3).

10.9. Вибір найбільш енергоекономічного режиму роботи агрегату

На підставі заданої планової продуктивності агрегату і планових значень технологічних параметрів необхідно вибрати найбільш енергоекономічний режим його роботи. Визначимо планове значення продуктивності агрегату $A_{\text{пл}}$ по заданому у табл. И.2 додатку И значенню $Q_{\text{пл}}$:

$$A_o = \frac{Q_{пл}}{24} = \frac{1850}{24} = 77,083 \approx 77 \text{ од./год.}$$

Оскільки для нашого агрегату перерви не допускаються і якщо агрегат протягом усього календарного періоду може бути завантажений на продуктивність більшу за економічну, тобто $A_o > A_{ек}$ ($77 > 23$), то його необхідно використовувати у режимі безупинної роботи з постійною продуктивністю A_o , що описується залежністю $P_{x.x.} - B - P_{max}$ на рис. 10.10. Це й відповідатиме найбільш енергоекономічному режиму роботи.

10.10. Визначення планової величини середньокалендарної питомої витрати електроенергії по агрегату

По енергетичній діаграмі визначаємо $P_{пл}$ і $d_{пл}$ для обраного режиму роботи чи розраховуємо за формулами:

$$P'_{пл} = 49,4 - 0,742 \cdot A_{пл} + 0,0927 \cdot A_{пл}^2 ;$$

$$P'_{пл} = 49,4 - 0,742 \cdot 77 + 0,0927 \cdot 77^2 = 543 \text{ кВт};$$

$$d_{пл} = \frac{a}{A_{пл}} + b + c \cdot A_{пл} \quad (10.18)$$

$$d_{пл} = \frac{49,4}{77} - 0,742 + 0,0927 \cdot 77 = 7,044 \text{ кВт} \cdot \text{год/од.прод.}$$

З рис. 10.11 видно, що $P_{пл} > P_{ек}$ ($543 > 82$), а $d_{пл} > d_{ек}$ ($7,037 > 3,538$), тобто планове завдання пов'язане з серйозними (майже подвійними) перевитратами енергії.

10.11. Визначення впливу технологічних параметрів X_1 і X_2 на зміну величини витрати електроенергії по агрегату

Визначимо, який з двох параметрів X_1 чи X_2 найсильніше впливає на зміну величини витрати електроенергії по агрегату. Розраховуємо середньоквадратичне відхилення σ_{x1} , σ_{x2} , σ_p по формулах:

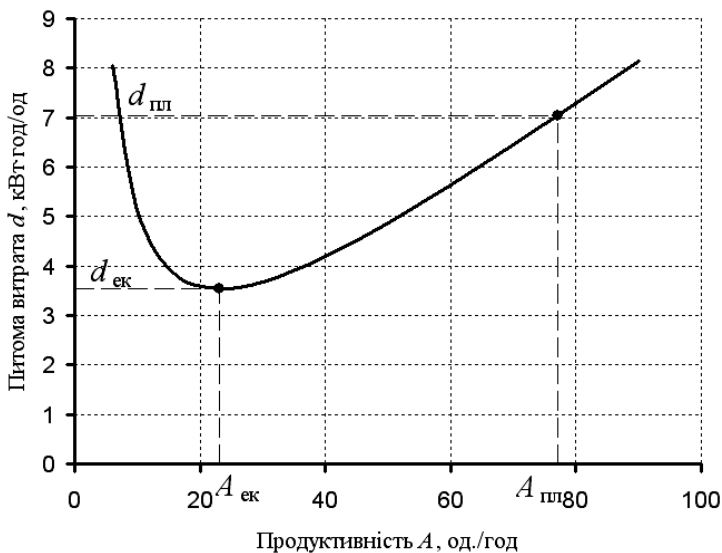


Рис. 10.11. Визначення планової питомої витрати.

$$\sigma_{x1} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (X_{i1} - X_{cp1})^2}, \quad (10.19)$$

$$\sigma_{x2} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (X_{i2} - X_{cp2})^2}, \quad (10.20)$$

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i - P_{cp})^2}, \quad (10.21)$$

Для цього окремо для кожного параметра складемо таблицю 10.4 (10.5), за допомогою якої в наступному розрахуємо коефіцієнт кореляції.

$$\sigma_{x1} = \sqrt{\frac{1}{7-1} \cdot 13567,71} = 47,55298;$$

$$\sigma_{x2} = \sqrt{\frac{1}{7-1} \cdot 647,4286} = 10,38772;$$

Таблиця 10.4. Дані для розрахунку коефіцієнта кореляції R_{px1} .

№ доби	X_1	P	$X_1 - X_{cp}$	$(X_1 - X_{cp})^2$	$P - P_{cp}$	$(P - P_{cp})^2$	$(X_1 - X_{cp}) \cdot (P - P_{cp})$
1	111	131,375	-54,571	2978,041	-245,994	60513,07	13424,25
3	153	175,125	-12,571	158,041	-202,244	40902,65	2542,497
5	135	259,625	-30,571	934,612	-117,744	13863,66	3599,604
7	124	326,333	-41,571	1728,184	-51,036	2604,647	2121,629
2	186	384,042	20,428	417,326	6,672	44,524	136,3129
4	213	627,875	47,428	2249,469	250,506	62753,23	11881,14
6	237	737,208	71,428	5102,041	359,839	129484,3	25702,8
Σ	1159	2641,58		13567,71		310166,1	59408,23
Середнє	165,57	377,369					

Таблиця 10.5. Дані для розрахунку коефіцієнта кореляції R_{px2} .

№ доби	X_2	P	$X_2 - X_{cp}$	$(X_2 - X_{cp})^2$	$P - P_{cp}$	$(P - P_{cp})^2$	$(X_2 - X_{cp}) \cdot (P - P_{cp})$
1	51	131,375	9,286	86,224	-245,994	60513,07	-2284,23
3	55	175,125	13,286	176,51	-202,244	40902,65	-2686,96
5	47	259,625	5,286	27,939	-117,744	13863,66	-622,361
7	43	326,333	1,286	1,653	-51,036	2604,647	-65,617
2	38	384,042	-3,714	13,796	6,672	44,524	-24,7842
4	32	627,875	-9,714	94,367	250,506	62753,23	-2433,49
6	26	737,208	-15,714	246,939	359,839	129484,3	-5654,62
Σ	292	2641,58		647,428		310166,1	-13772,1
Середнє	41,71	377,369					

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{1}{7-1} \cdot 310166,1} = 227,3639.$$

Знаходимо коефіцієнти кореляції:

$$R_{p,x1} = \frac{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i - P_{cp}) \cdot (X_{i1} - X_{cp1})}{\sigma_p \cdot \sigma_{x1}} = \frac{\frac{1}{7-1} \cdot 59408,23}{227,3639 \cdot 47,55298} = 0,91579;$$

$$R_{p,x_2} = \frac{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i - P_{cp}) \cdot (X_{i2} - X_{cp2})}{\sigma_p \cdot \sigma_{x_2}} = \frac{\frac{1}{7-1} \cdot (-13772,1)}{227,3639 \cdot 10,38772} = -0,97186.$$

У обох випадках кореляційний зв'язок дуже сильний, тому що $R_{pxl} > 0,9$; $|R_{px2}| \rightarrow 1,0$, проте у першому випадку він дещо слабший, ніж у другому.

Отже, можна зробити висновки, що технологічні параметри сильно впливають на величину витрати електроенергії по агрегату. Зокрема, параметр X_2 чинить найбільш суттєвий вплив, тому встановлюємо "стандарт" електроспоживання як однофакторну лінійну регресію в залежності від цього параметра:

$$P = a + \epsilon \cdot X_2, \quad (10.22)$$

де a, ϵ – коефіцієнти, які знаходяться за формулами:

$$a = P_{cp} - \epsilon \cdot X_{cp2} = 377,369 - (-21,2719) \cdot 41,71429 = 1264,71;$$

$$\epsilon = R_{p,x_2} \cdot \frac{\sigma_p}{\sigma_{x_2}} = -0,97186 \cdot \frac{227,3639}{10,38772} = -21,2719.$$

Запишемо рівняння:

$$P = 1264,712 - 21,2719 \cdot X_2, \quad (10.23)$$

Підставляючи дані для X_2 з табл. И.1 додатку И, результати розрахунку по (10.22) зведемо до табл. 10.6. Побудуємо цю характеристику.

З рис. 10.12 видно, що зростання параметру X_2 призводить до зменшення споживаної P .

Таблиця 10.6. Розрахункові дані для побудови залежності $P = f(X_2)$.

X_{i2}	51	55	47	43	38	32	26
P_{i2}	179,84	94,752	264,93	350,016	456,376	584,01	711,64

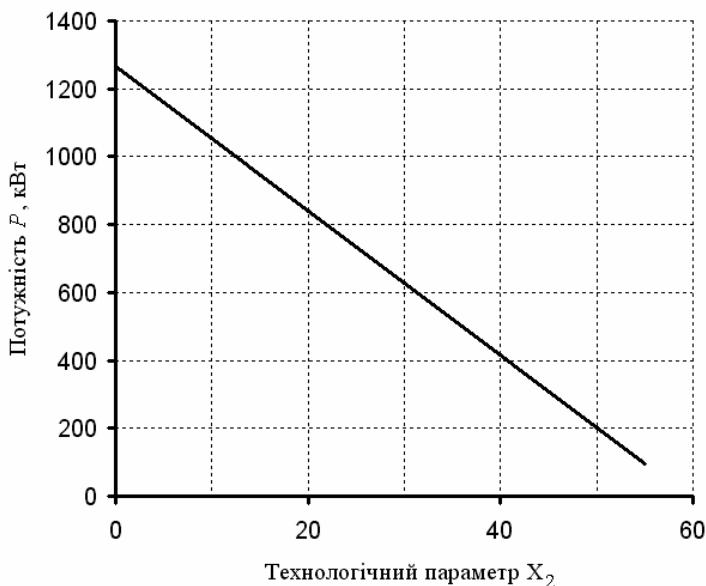


Рис. 10.12. Планове змінення споживання електроенергії в залежності від X_2 за лінійним законом.

10.12. Аналіз виконання встановленої планової величини питомої витрати електроенергії

З урахуванням фактичних даних про продуктивність агрегату, витрати електроенергії і фактичних значень технологічних параметрів роботи агрегату (таблиця И.2 додатку И) проаналізуємо виконання встановленої для нього планової величини питомої витрати електроенергії.

З табл. И.2 додатку И визначаємо фактичну питому витрату енергії d_ϕ за формулою:

$$d_\phi = \frac{W_\phi}{Q_\phi} = \frac{8791}{1526} = 5,76 \text{ кВт} \cdot \text{год/од.прод.}$$

$$A_\phi = \frac{Q_\phi}{24} = \frac{1526}{24} = 63,58 \text{ од.прод/год.}$$

Запишемо нове рівняння регресії, прийнявши замість X_2 його середнє значення $X_{\text{ср2}}$:

$$P_0 = 1264,712 - 21,2719 \cdot X_{\text{ср2}} = 1264,712 - 21,2719 \cdot 41,71429 = 377,369 \text{ кВт.}$$

Якщо параметр X_2 буде збільшений на 10% (згідно табл. И.2 додатку И), то потрібно знайти нове (скореговане) рівняння регресії і рівняння для питомої витрати енергії:

$$P_1 = 1264,712 - 21,2719 \cdot (41,7129 + 0,10 \cdot 41,71429) = 288,66 \text{ кВт.}$$

Різниця у споживаній потужності:

$$\Delta P = P_1 - P_0 = 288,66 - 377,369 = -88,7 \text{ кВт.}$$

Тобто, споживання енергії при збільшенні параметра X_2 на 41,7 зменшилося на 88,7 кВт·год (рис. 10.13). Для питомої витрати енергії величина Δd буде визначатися:

$$\Delta d = \frac{\Delta P}{\bar{A}} = \frac{-88,7}{60} = -1,48 \text{ кВт} \cdot \text{год/од.прод.},$$

де \bar{A} – середня продуктивність.

Тоді графік опуститься долі на величину $\Delta d = 1,48$.

Графік питомої витрати енергії для $X_{\text{пл}}$, і $X_{\text{факт}}$ показаний на рис. 10.14.

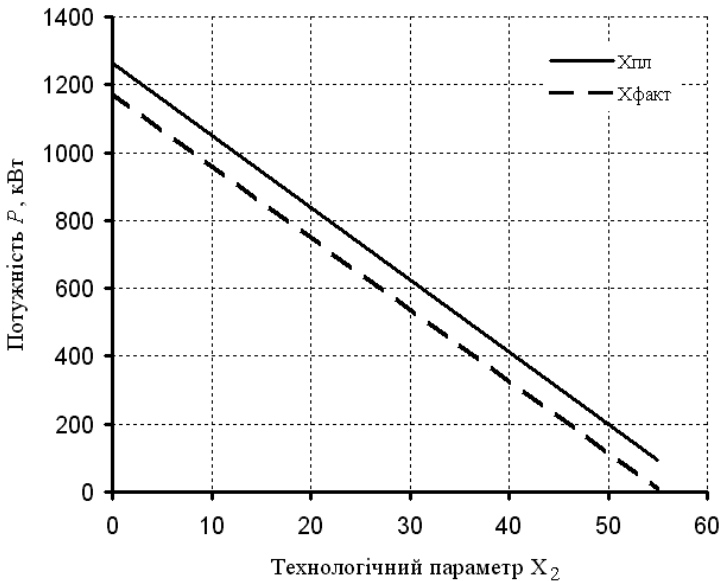


Рис. 10.13. Фактичне змінення споживаної потужності в залежності від X_2 .

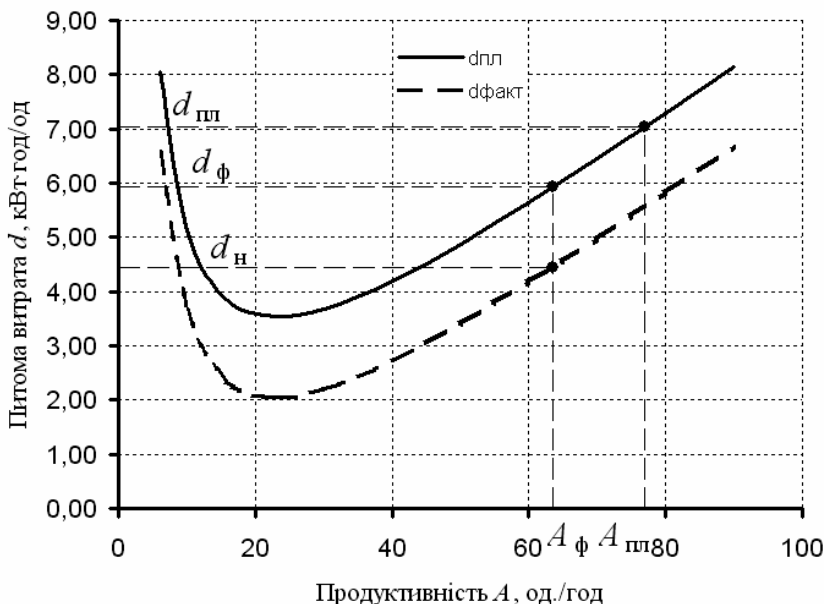


Рис. 10.14. Похідна характеристика для нелінійної енергетичної характеристики.

Як видно з побудованих графіків, змінення параметра X_2 чинить досить сильний вплив на величини витрати енергії і питомої витрати енергії.

Оскільки $d_{\phi} < d_{\text{пл}}$, то можна сказати, що встановлена норма не була виконана. Оскільки виробничі умови, параметри технологічного процесу, продуктивність агрегату могли змінитися з причин, що *не залежать* від персоналу, то необхідно по енергетичних характеристиках об'єкта (рис. 10.14) додатково визначити **нормальне** значення питомої витрати енергії d_n .

Воно визначається по фактичній продуктивності з урахуванням змінених виробничих умов (пунктирна крива на рис. 10.14):

$$d_n = P_1 / A_{\phi} = 288,66 / 63,58 = 4,54 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{од.прод.}$$

Виходячи з формули (10.18) та заданого у табл. И2 фактичного Q_{ϕ} , визначимо скореговану планову $W_{\text{ск.пл}}$ і нормальну $W_{\text{норм.}}$ витрату енергії:

$$W_{\text{ск.пл.}} = d_{\text{пл.}} \cdot Q_{\phi} = 7,044 \cdot 1526 = 10749,144 \text{ кВт} \cdot \text{год.} / \text{добу};$$

$$W_{\text{норм.}} = d_n \cdot Q_{\phi} = 4,54 \cdot 1526 = 7019,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.} / \text{добу}.$$

Визначаємо загальну економію чи перевитрату енергії, враховуючи задану у табл. І2 W_{ϕ} :

$$\Delta W = W_{\text{ск.пл}} - W_{\phi} = 10749,144 - 8791 = 1958,144 \text{ кВт} \cdot \text{год./добу}.$$

Тобто при зміні технологічних параметрів ми одержали значну економію енергії при заданому Q_{ϕ} .

Визначаємо економію чи перевитрату енергії, отриману з причин, що *не залежать* від дій персоналу:

$$\Delta W_{\text{не зал.}} = W_{\text{норм.}} - W_{\text{ск.пл}} = 7019,6 - 10749,144 = -3729,544 \text{ кВт} \cdot \text{год./добу}.$$

Таким чином, одержуємо значну перевитрату енергії у 3729,5 кВт·год/добу.

Визначаємо величину економії чи перевитрата енергії з причин, що *залежать* від дій персоналу:

$$\Delta W_{\text{зал.}} = W_{\text{норм.}} - W_{\phi} = 7019,6 - 8791 = -1771,4 \text{ кВт} \cdot \text{год./добу}.$$

Одержуємо перевитрату енергії у 1771,4 кВт·год/добу.

Сумарна перевитрата енергії:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{незал.}} + \Delta W_{\text{зал.}} = -3583,6 - 1771,4 = -5355 \text{ кВт} \cdot \text{год./добу}.$$

Аналогічно на графіку визначаємо Δd , $\Delta d_{\text{незал.}}$, $\Delta d_{\text{зал.}}$ і робимо висновок, що по об'єкту за добу отримана *перевитрата* енергії в розмірі 5355 кВт·год/добу. З причин, що не залежать від дій персоналу була допущена перевитрата енергії, що складає -3729,44 кВт·год./добу, а з причин, що залежать від персоналу – перевитрата -1771,4 кВт·год/добу.

11. Висновки у вигляді звіту з енергоаудиту підприємства та виявлених МЕЗ

Результат, що надається замовнику, – це звіт про енергетичний аудит, у якому перелічені МЕЗ (виявлені при виконанні розділів курсової роботи, з наведенням конкретних цифр) та визначені конкретні шляхи підвищення ефективності використання ПЕР.

Звіт повинен містити:

1. Короткий опис підприємства, на якому була проведена ревізія. Слід навести перелік основного електрообладнання, режими його роботи, дати оцінку енергоефективності роботи підприємства використовуючи вихідні дані та результати розв'язання завдань.

2. Основні відомості про енергоспоживання підприємства у кількісному та грошовому обчисленні.

3. Аналіз вартісних показників енергоспоживання і вибір пріоритетних сфер для скорочення витрат на енергоносії.

4. Опис МЕЗ для найбільш енергоємного обладнання підприємства, визначеного у завданні. Опис МЕЗ повинен містити фактори, що можуть вплинути на рішення відносно їх реалізації (можливо, здійснення проекту вимагатиме значних витрат на придбання нового обладнання, його налагодження, навчання персоналу роботи з ним тощо). Необхідно також розкрити інші переваги, які отримає підприємство, окрім скорочення витрат на енергоносії.

5. Рекомендації зі зменшення витрат на ПЕР для підприємства в цілому.

Перелік МЕЗ. Річна економія внаслідок впровадження МЕЗ.

1. У даній курсовій роботі виконано обстеження системи електроспоживання промислового підприємства _____галузі з розрахунковим навантаженням $P_p =$ кВт, $Q_p =$ квар. В результаті обстеження виявлено, що елементи системи електропостачання підприємства працюють з різним завантаженням, яке часто перевищує допустимі значення.

2. В роботі виконано реконструкцію системи електропостачання підприємства, розроблено енергозощаджуючі заходи:

- обрано оптимальне місце розташування ГПП (ЦРП) – у центрі електричних навантажень ($X =$ __м, $Y =$ __м), відповідно скорочено довжини КЛ і втрати у схемі електропостачання;

- на основі балансу реактивної потужності вибрано пристрій компенсації ($Q_{кп} =$ __квар), закон регулювання та розраховано показники роботи КП; розраховано економію внаслідок скорочення втрат енергії.

3. На основі аналізу графіків електричних навантажень і жорсткості технологічного процесу виявлено можливості регулювання режиму електроспоживання у часі для покращення показників добового графіку та зменшення оплати за диференційованим тарифом. Мінімум плати _____грн./рік відповідає зсуву графіка на _____год.

4. На основі порівняльного аналізу альтернативних видів енергоносіїв для системи теплопостачання обрано _____.

5. Розроблено рекомендації щодо теплозаощаджуючих заходів та розраховано економію від скорочення теплових втрат.

6. В результаті контролю ефективності використання електроенергії в агрегаті здійснено вибір найбільш енергоекономічного режиму його роботи.

7. Проведено розрахунок річної економії внаслідок впровадження МЕЗ.

Для зручності розроблені МЕЗ можна звести до табл. 11.1.

Розрахований економічний ефект вказує на ефективність варіантів МЕЗ на підприємстві. Для подальшого впровадження МЕЗ необхідно визначити строк окупності проектів та визначити найбільш привабливий з економічної точки зору.

Таблиця 11.1. Можливості енергозаощадження на підприємстві

№ п/п	Найменування заходу	Річні втрати		Економіч. ефект
		існуюча схема	впроваджена схема	
1	Реконструкція цехових ТП 10/0,4 кВ			
2	Реконструкція розподільчих мереж 10 кВ			
3	Впровадження системи компенсації реактивної потужності			
4	Удосконалення режиму електроспоживання в часі			
5	Модернізація зовнішніх огорожень будівель			
...	Тощо			
	<i>Разом</i>			

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина и др. - М.: Энергия, 1980.
2. Ильяшов В.П. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок. Изд. 2-е, перераб. и. доп. М., «Энергия», 1977.
3. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
4. Методичні вказівки до виконання практичних занять і самостійних завдань з курсу „Енергетичний аудит” / Плешков П.Г., Серебренніков С.В., Сіріков О.І., Зінзура В.В. – Кіровоград, КНТУ, 2010. – 74 с.
5. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Оптимальные тарифы на электроэнергию – инструмент энергосбережения. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 160 с.
6. Серебренніков Б.С. Маркетингове управління енергоспоживанням на роздрібному ринку електроенергії // Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація: Зб. наук. праць КНТУ. Вип. 15. – Кіровоград: КНТУ, 2004. – С. 147 – 153.
7. Димо Б.В., Пилипчак В.І. Оцінка енергетичної ефективності теплових систем: Навч. посіб. – Київ: Технології і Ремонт, 2008. – 144 с.
8. Енергетичний контроль. Методичні вказівки для виконання курсового проекту / Плешков П.Г., Савеленко І.В., Котиш А.І. - Кіровоград: КНТУ, 2009 – 112 с.
9. Енергетичний аудит: Навчальний посібник / О.І. Соловей, В.П. Розен, Ю.Г. Лега та інші. – Черкаси: ЧДТУ, 2005. – 299 с.
10. Енергоаудит. Посібник для слухачів навчальних курсів з енергетичного менеджменту /Укл. А.А.Маліновський. – Львів, 2000. - 92 с.
11. Енергетичний менеджмент: Навчальний посібник /Праховник А.В., Розен В.П., Разумовський О.В. та інші. - К.: Нот. ф-ка, 1999. - 184 с.
12. А.В.Праховник, А.И.Соловей, В.В.Прокопенко и др. Энергетический менеджмент.- К: ИЕЕ НТУУ “КПИ”, 2001. – 470 с.
13. Справочник по теплоснабжению и вентиляции. Книга 1-я. / Р.В. Щекин, С.М. Корневский, Г.Е. Бем и др. – К.: Будівельник, 1976. – 416 с.

14. Метрологічне забезпечення енергетичного контролю і аудиту. Посібник для слухачів навчальних курсів з енергетичного менеджменту / Укл. А.А.Маліновський. – Львів, 2000. – 64с.

15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под общ. ред. А.А.Федорова, Т.2 Электрооборудование. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.

16. Методичні вказівки до виконання курсового проекту (електропостачання заводу) для студентів 4-5 курсів спеціальності 8.090603 "Електротехнічні системи електроспоживання" / П.Г. Плешков, А.Г. Котиш, А.Ю. Орлович. – Кіровоград: КДТУ, 2004. – 133 с.

17. Справочник по электропотреблению в промышленности. Под ред. Г.П.Минина, Ю.В.Копытова.- М.: Энергия, 1969. – 432 с.

18. Бакалін Ю.І. Енергозбереження та енергетичний менеджмент: Навчальний посіб.. – Харків: БУРУН і К, 2006. – 320 с.

19. Рей Д. Экономия энергии в промышленности: Справочное пособие для инженерно-технических работников. Пер. с англ. – М.: Энергоатом издат, 1983. – 208 с.

20. Экономия энергии в промышленности: Учеб. пособие / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов: Нижегород. гос. техн. ун-т., НИЦЭ. – Н. Новгород, 1998. – 220 с.

21. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов/ Под ред. Данилова О.Л. – М.: Технопромстрой, 2006. – 668 с.

ДОДАТОК А

Таблиця А1. Характеристики трифазних двообмоткових трансформаторів

Тип	Номинальна потужність, кВА	Номинальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга к. з. %	Струм х. х. %
		ВН	НН	х. х	к. з		
ТМ – 25	25	6; 10	0,23; 0,4	0,125	0,6	4,5	3,2
ТМ – 40	40	6; 10	0,23; 0,4	0,18	0,88	4,5	3
ТМ – 63	63	6; 10	0,23; 0,4	0,265	1,28	4,5	2,8
ТМ – 100	100	6; 10	0,23; 0,4	0,365	1,97	4,5	2,6
ТМ – 160	160	6; 10	0,23; 0,4	0,54	2,65	4,5	2,4
ТМ – 250	250	6; 10	0,23; 0,4	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ – 400	400	6; 10	0,23; 0,4	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ – 630	630	6; 10	0,23; 0,4	2,27	7,6	5,5	2
ТМ – 1000	1000	6; 10	0,23; 0,4	3,8	12,7	5,5	3
ТМ – 1600	1600	6, 10	0,4; 6,3	3,3	16,5	5,5	1,3

Таблиця А2. Розрахункові характеристики кабелів

Переріз жили, мм ²	Активний опір на 1 км довжини при 20 °С		Індуктивний опір x_0 , і зарядна потужність q_0 1 км кабелю напругою			
			6 кВ		10 кВ	
	Мідь	Алюміній	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км
10	1,84	3,1	0,11	2,3	–	–
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,09	11,7
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	10
240	0,077	0,129	0,071	13	0,075	21,5

ДОДАТОК Б

Таблиця Б. Стандартні потужності конденсаторних установок

№ п/п	Фірма-виробник і тип конденсаторів	Номінальна потужність, квар	Кількість ступенів регулювання
1. Установки конденсаторні (низьковольтні) з автоматичним регулюванням			
1	УКМ58-0,4-50-50	50	1
2	УКМ58-0,4-67-67	67	1
3	УКМ58-0,4-100-33	100	3
4	УКМ58-0,4-112,5-37,5	112,5	3
5	УКМ58-0,4-133-33	133	4
6	УКМ58-0,4-150-30	150	5
7	УКМ58-0,4-166-33	166	5
8	УКМ58-0,4-200-33	200	6
9	УКМ58-0,4-225-37,5	225	6
10	УКМ58-0,4-268-67	268	4
11	УКМ58-0,4-300-33,3	300	9
12	УКМ58-0,4-335-67	335	5
13	УКМ58-0,4-337,5-37,7	337,5	9
14	УКМ58-0,4-402-67	402	6
15	УКМ58-0,4-536-67	536	8
2. Конденсаторні установки (високовольтні)			
1	УКЛ57 6,3/10,5/-450 УЗ	450	
2	УКЛ57 6,3/10,5/-900 УЗ	900	
3	УКЛ57 6,3/10,5/-1350 УЗ	1350	
4	УКЛ56 6,3/10,5/-450 УЗ	450	
5	УКЛ56 6,3/10,5/-900 УЗ	900	
6	УКЛ56 6,3/10,5/-1350 УЗ	1350	

Позначення: УК – конденсаторна установка; М – регулювання автоматичне за потужністю; 58 – варіант виконання; 0,4 – номінальна напруга; № – потужність номінальна, квар; № – потужність ступені регулювання, квар; УЗ – кліматичне виконання.

ДОДАТОК В

Програма “REGKU”.

Розрахунок закону регулювання реактивної потужності

Дана програма представлена у вигляді документу Excel, який складається із шести листів:

Вихідні дані. Виконується ввід вихідних даних, а саме:

- розрахункової активної та реактивної (без врахування компенсації) потужностей;
- потужності компенсуючих пристроїв (КП) на стороні НН та ВН;
- потужності КП, що встановлені на спеціальних споживачах (асинхронні двигуни великої потужності, печі та ін.);
- реактивну потужність, що генерують синхронні двигуни;
- графіки навантаженні робочої та вихідної доби за літній та зимовий періоди (у відсотках).

На цьому листі виконується розрахунок ступенів графіку навантаження для активної і реактивної потужності в іменованих одиницях (кіловатах та кіловарах) та енергії, що споживається за відповідну добу сезону.

Розрахунок. Для кожної години доби в стовбці **Qкн** виконується ввід потужності низьковольтних КП (так як вони є основним засобом регулювання реактивної потужності). В стовбцях **Qкн**, **Qкп.дв**, **Qкп.піч** обирається стан високовольтних батарей конденсаторів (вимкнено або увімкнено) для даної доби сезону. Дані в стовбцях **Qкн**, **Qкп.дв**, **Qкп.піч**, **Qсд** формують базис графіка регулювання. В стовпчиках **Qкп.рег** та **Qес** відображаються відповідно сумарне значення реактивної потужності, що виробляються усіма КП підприємства та реактивна потужність, що споживається від енергосистеми. Столпчик **tgφ** інформує про значення коефіцієнту реактивної потужності для кожної години доби. Також для кожної доби (робочої та вихідної) сезону розраховуються значення спожитої реактивної енергії (за добу) та середньозважений **tgφ**.

Якщо в комірки стовпчика **Qкн** буде введено значення потужності КП більш, ніж фактично встановлене на підприємстві, то в стовбці **Qкп.рег**

відображається ключ помилки #НМ!. При перекомпенсації для будь-якої години доби в стовбці **tgφ** з'являється ключ помилки #ПК!

Зимова робоча доба; Зимова вихідна доба; Літня робоча доба; Літня вихідна доба. На даних листах наведені отримані графіки регулювання реактивної потужності. Графіки виконані з накопиченням, тобто відображають внесок кожного виду КП в загальний графік реактивної потужності підприємства.

Крім того програма дозволяє обчислити такі важливі показники графіків, як:

- добове споживання активної електроенергії з мережі енергопостачальної організації;
- добове споживання реактивної електроенергії з мережі енергопостачальної організації;
- добове споживання реактивної електроенергії підприємством.

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1. Залежність K_ϕ від $\text{tg}\phi$.

$\text{tg}\phi$ 1	K_ϕ 2	$\text{tg}\phi$ 3	K_ϕ 4	$\text{tg}\phi$ 5	K_ϕ 6	$\text{tg}\phi$ 7	K_ϕ 8
0,01	1,0000	0,51	1,0676	1,01	1,5776	1,51	2,5876
0,02	1,0000	0,52	1,0729	1,02	1,5929	1,52	2,6129
0,03	1,0000	0,53	1,0784	1,03	1,6084	1,53	2,6384
0,04	1,0000	0,54	1,0841	1,04	1,6241	1,54	2,6641
0,05	1,0000	0,55	1,0900	1,05	1,6400	1,55	2,6900
0,06	1,0000	0,56	1,0961	1,06	1,6561	1,56	2,7161
0,07	1,0000	0,57	1,1024	1,07	1,6724	1,57	2,7424
0,08	1,0000	0,58	1,1089	1,08	1,6889	1,58	2,7689
0,09	1,0000	0,59	1,1156	1,09	1,7056	1,59	2,7956
0,10	1,0000	0,60	1,1225	1,10	1,7225	1,60	2,8225
0,11	1,0000	0,61	1,1296	1,11	1,7396	1,61	2,8496
0,12	1,0000	0,62	1,1369	1,12	1,7569	1,62	2,8769
0,13	1,0000	0,63	1,1444	1,13	1,7744	1,63	2,9044
0,14	1,0000	0,64	1,1521	1,14	1,7921	1,64	2,9321
0,15	1,0000	0,65	1,1600	1,15	1,8100	1,65	2,9600
0,16	1,0000	0,66	1,1681	1,16	1,8281	1,66	2,9881

0,17	1,0000	0,67	1,1764	1,17	1,8464	1,67	3,0164
0,18	1,0000	0,68	1,1849	1,18	1,8649	1,68	3,0449

Продовження табл. Г.1.

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
0,19	1,0000	0,69	1,1936	1,19	1,8836	1,69	3,0736
0,20	1,0000	0,70	1,2025	1,20	1,9025	1,70	3,1025
0,21	1,0000	0,71	1,2116	1,21	1,9216	1,71	3,1316
0,22	1,0000	0,72	1,2209	1,22	1,9409	1,72	3,1609
0,23	1,0000	0,73	1,2304	1,23	1,9604	1,73	3,1904
0,24	1,0000	0,74	1,2401	1,24	1,9801	1,74	3,2201
0,25	1,0000	0,75	1,2500	1,25	2,0000	1,75	3,2500
0,26	1,0001	0,76	1,2601	1,26	2,0201	1,76	3,2801
0,27	1,0004	0,77	1,2704	1,27	2,0404	1,77	3,3104
0,28	1,0009	0,78	1,2809	1,28	2,0609	1,78	3,3409
0,29	1,0016	0,79	1,2916	1,29	2,0816	1,79	3,3716
0,30	1,0025	0,80	1,3025	1,30	2,1025	1,80	3,4025
0,31	1,0036	0,81	1,3136	1,31	2,1236	1,81	3,4336
0,32	1,0049	0,82	1,3249	1,32	2,1449	1,82	3,4649
0,33	1,0064	0,83	1,3364	1,33	2,1664	1,83	3,4964
0,34	1,0081	0,84	1,3481	1,34	2,1881	1,84	3,5281
0,35	1,0100	0,85	1,3600	1,35	2,2100	1,85	3,5600
0,36	1,0121	0,86	1,3721	1,36	2,2321	1,86	3,5921
0,37	1,0144	0,87	1,3844	1,37	2,2544	1,87	3,6244
0,38	1,0169	0,88	1,3969	1,38	2,2769	1,88	3,6569
0,39	1,0196	0,89	1,4096	1,39	2,2996	1,89	3,6896
0,40	1,0225	0,90	1,4225	1,40	2,3225	1,90	3,7225
0,41	1,0256	0,91	1,4356	1,41	2,3456	1,91	3,7556
0,42	1,0289	0,92	1,4489	1,42	2,3689	1,92	3,7889
0,43	1,0324	0,93	1,4624	1,43	2,3924	1,93	3,8224
0,44	1,0361	0,94	1,4761	1,44	2,4161	1,94	3,8561
0,45	1,0400	0,95	1,4900	1,45	2,4400	1,95	3,8900
0,46	1,0441	0,96	1,5041	1,46	2,4641	1,96	3,9241
0,47	1,0484	0,97	1,5184	1,47	2,4884	1,97	3,9584
0,48	1,0529	0,98	1,5329	1,48	2,5129	1,98	3,9929
0,49	1,0576	0,99	1,5476	1,49	2,5376	1,99	4,0276
0,50	1,0625	1,00	1,5625	1,50	2,5625	2,00	4,0625

ДОДАТОК Д

Таблиця Д.1. Вихідні дані для розрахунку балансу енергоресурсів

Назва показника	Од. вим	Знач.
1	2	3
Сумарна кількість палива, отриманого від сторонніх постачальників	вугілля, т	
	газу, м ³	
	мазуту, т	
Сумарна кількість палива, отриманого від власних джерел	вугілля, т	
	газу, м ³	
	мазуту, т	
Сумарна кількість палива, що залишилася в розпорядженні підприємства з попереднього розрахункового періоду (перехідні залишки попереднього періоду)	вугілля, т	
	газу, м ³	
	мазуту, т	
Сумарні втрати палива під час його передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку ПЕР і подані стороннім постачальником ПЕР	газу, м ³	
	мазуту, т	
Сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від сторонніх постачальників, тис. кВт·год		
Сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від власних джерел відповідно, тис. кВт·год		
Сумарні втрати активної електричної енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам електричної енергії, тис. кВт·год		
Сумарна кількість теплової енергії, отриманої від сторонніх постачальників, ГДж (Гкал)		
Сумарна кількість теплової енергії, отриманої від власних джерел відповідно, ГДж (Гкал)		
Сумарні втрати теплової енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам теплової енергії, ГДж (Гкал)		
Сумарна кількість активної електричної енергії, споживаної І-им підрозділом підприємства, тис. кВт·год		

Продовження табл.Д.1.

1	2	3
Сумарна кількість активної електричної енергії, що її відпускає підприємство к-му субабоненту, яке не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, тис. кВт·год		
Сумарні втрати активної електричної енергії за розрахунковий період часу, тис. кВт·год.	в сил. тр-рах,	
	реакторах	
	конденс. установках	
	роzp. мережах	
Сумарна кількість теплової енергії, яку споживає І-ий підрозділ підприємства, ГДж		
Сумарна кількість теплової енергії, що її відпускає підприємство к-му субабоненту, яке не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, ГДж		
Сумарні втрати теплової енергії в загальних мережах живлення підприємства, ГДж		
сумарна кількість палива, що його споживає І-ий підрозділ підприємства, т у.п.	вугілля	
	газу	
	мазуту	
Сумарна кількість палива, що його відпускає підприємство к-тому субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства	вугілля, т	
	газу, м ³	
	мазуту, т	
Сумарна кількість палива, що накопичується на підприємстві на наступний розрахунковий період (перехідні залишки наступного періоду)	вугілля, т	
	газу, м ³	
	мазуту, т	
Сумарні втрати палива під час його транспортування	газу, м ³	
	мазуту, т	
Сумарні втрати палива в процесі зберігання на підприємстві поза межами кожного з І-их підрозділів підприємства	газу, м ³	
	мазуту, т	
еквівалент переведення вугілля в умовне паливо, т у.п./т		
еквівалент переведення газу в умовне паливо, т у.п./м ³		
еквівалент переведення мазуту в умовне паливо, т у.п./т		

Продовження табл. Д.1.

1	2	3
тепловий еквівалент переведення в умовне паливо електричної енергії, т у.п./тис. кВт·год		
тепловий еквівалент переведення в умовне паливо теплової енергії, т у.п./ГДж (Гкал)		
загальна кількість підрозділів підприємства	(цехів)	
загальна кількість субабонентів, що не належить до жодного І-го підрозділу підприємства		
чисельність виробничого персоналу підприємства, люд.		
вартість основних виробничих фондів, тис.грн.		
випуск товарної продукції, тис. грн.		
Річне споживання електроенергії, тис кВт·год		

ДОДАТОК Е

Таблиця Е.1. Значення теплотехнічних характеристик деяких будівельних матеріалів

№ з/п	Матеріали	Коеф. теплопровідності Вт/(м ² ·К)	
		при умові експлуатації	
		А	Б
1	2	3	4
1	Залізобетон	1,92	20,3
2	Бетон на гравії або щебні з природного каменя	1,74	1,86
3	Шлакобетон на котельних шлаках	0,813	0,93
4	Перлітобетон		0,33
5	Шлакобетон на доменних гранульованих шлаках	0,697	0,713
6	Керамзитобетон	0,64	0,755
7	Газо- і пінобетон, газо- і піносілікат	0,35	0,407
8	Вата мінеральна	0,051	0,055
9	Плити мінераловатні на синтетичному зв'язуючому	0,049	0,052
10	те ж на бітумному зв'язуючому	0,072	0,076
11	Щебінь	0,209	0,256
12	Гравій керамзитовий	0,128	0,14

Продовження табл. Е.1.

1	2	3	4
13	Цегла глиняна звичайна, порожниста, легка	0,697	0,814
14	Цегла силікатна	0,755	0,871
15	Плити гіпсові		0,23
16	Цементно-піщаний суміш або штукатурка з неї	0,755	0,93
17	Вапняково-піщана суміш або штукатурка з неї	0,697	0,814
18	Засипка із сухого піску		0,58
19	Ґрунт рослинний під спорудою		1,16
20	Хвойні породи дерева (поперек волокна)	0,14	0,175
21	Плити деревоволокнисті		0,29

Таблиця Е.2. Кліматично-географічні дані

Населений пункт	географічна широта, 0.с.ш.	барометричний тиск, гПа	зона вологості	Розрахункові параметри зовнішнього повітря							Середня температура, °С	
				А		Б		В		Розрахункова швидкість вітру, м/с	Найбільш холодної доби	за червень
				температура, град.С	ентальпія, кДж/кг	температура, град.С	ентальпія, кДж/кг	температура, град.С	ентальпія, кДж/кг			
Київ	52	990	Н	23,7 -10	53,6 -6,7	28,7 -21	56,1 -19,7	39 -32	70,7 -31,8	1 4,3	-26	19,8
Кіровоград	48	990	С	25,8 -9	52,2 -5,4	29,7 -21	57,3 -19,7	40 -35	65,3 -35,2	1	-25	20,2

Таблиця Е.3. Опір теплопередачі світлових проїомів (вікон, балконних дверей, фонарів)

№	Заповнення світлових проємів	Опір теплопередачі R_0 , м ² град.С/Вт
1	Одинарне скло у дерев'яних рамах	0,23
2	Одинарне скло у металевих рамах	0,2
3	Подвійне скло у дерев'яних спарених рамах	0,46
4	Подвійне скло в металевих спарених рамах	0,42
5	Подвійне скло в дерев'яних окремих переплетах	0,51
6	Подвійне скло в металевих окремих переплетах	0,46
7	Потрійне скло в металевих переплетах	0,65
8	Блоки скла пустотілі розміром 194×194×98 мм при ширині швів 6 мм	0,42
9	Профільне скло швелерного перетину	0,22
	Органічне скло одинарне	0,26
	Подвійний склопакет в дерев'яних перетинах	0,46
	Подвійні склопакети в металевих перетинах	0,42

Таблиця Е.4. Додаткові вихідні дані до розрахунку огорожуючих конструкцій

Номер варіанту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Матеріал стін*	1	9	10	1	8	8	10	7	14	8
Матеріал підлоги*	20	21	17	18	20	16	21	20	15	19
Матеріал стелі*	1	2	4	4	6	2	1	4	5	1
Тип вікон**	3	3	3	4	10	3	12	4	10	9
Висота будівлі	11	12	7	12	7	9	9	11	7	10
Коефіцієнт, який враховує кількість тамбурів	0,5	0,3	0,8	0,2	0,9	0,7	0,0	0,1	0,7	0,3
Коефіцієнт, який враховує додатковий тепловий потік встановлюємих опалювальних приладів	1,12	1,13	1,14	1,15	1,12	1,13	1,14	1,15	1,12	1,13
Коефіцієнт, який враховує додаткових витрат теплоти приладами, розташованими біля зовнішніх огорожень при відсутності екранів	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02

Продовження табл. Е.4.

Номер варіанту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Розрахункова температура опалювальних приміщень	17	17	19	18	17	17	20	18	19	18
температура зовнішнього повітря	-9	-11	-11	-10	-12	-9	-10	-9	-9	-12
Температура теплоносія в подаючому трубопроводі	76	67	71	77	80	70	79	78	72	71
Температура теплоносія в зворотному трубопроводі	48	51	52	51	51	46	48	45	46	53
Номер варіанту	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Матеріал стін*	11	9	10	3	6	10	2	3	14	13
Матеріал підлоги*	15	15	19	18	15	17	16	21	17	16
Матеріал стелі*	3	3	2	5	5	3	3	2	6	4
Тип вікон**	10	4	3	2	8	10	10	4	8	12
Висота будівлі	12	8	10	12	6	7	7	11	7	9
Коефіцієнт, який враховує кількість тамбурів	0,8	0,6	0,4	0,4	0,9	0,4	0,4	0,7	0,9	0,2
Коефіцієнт, який враховує додатковий тепловий потік встановлюємих опалювальних приладів	1,12	1,13	1,14	1,15	1,12	1,13	1,14	1,15	1,12	1,13
Коефіцієнт, який враховує додаткових витрат теплоти приладами, розташованими біля зовнішніх огорожень при відсутності екранів	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02
Розрахункова температура опалювальних приміщень	17	20	19	20	17	18	19	19	19	18
температура зовнішнього повітря	-10	-12	-12	-9	-10	-12	-12	-10	-12	-11
Температура теплоносія в подавальному трубопроводі	69	65	75	65	70	80	66	76	80	74
Температура теплоносія в зворотному трубопроводі	52	51	46	54	52	48	45	55	55	51

Продовження табл. Е.4.

Номер варіанту	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Матеріал стін*	7	10	2	5	6	8	3	8	1	14
Матеріал підлоги*	20	16	21	21	17	21	15	20	18	21
Матеріал стелі*	6	2	1	6	7	7	2	2	1	7
Тип вікон**	6	5	10	9	1	10	10	5	5	4
Висота будівлі	8	12	12	9	8	12	11	9	9	10
Коефіцієнт, який враховує кількість тамбурів	0,1	0,6	0,1	0,2	0,4	0,6	0,6	0,2	0,9	0,6
Коефіцієнт, який враховує додатковий тепловий потік встановлюємих опалювальних приладів	1,12	1,13	1,14	1,15	1,12	1,13	1,14	1,15	1,12	1,13
Коефіцієнт, який враховує додаткових витрат теплоти приладами, розташованими біля зовнішніх загороджень при відсутності екранів	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02
Розрахункова температура опалювальних приміщень	17	19	19	18	20	20	20	19	17	17
температура зовнішнього повітря	-12	-11	-10	-12	-9	-12	-12	-11	-10	-10
Температура теплоносія в подавальному трубопроводі	77	79	78	78	65	77	78	69	69	75
Температура теплоносія в зворотному трубопроводі	52	49	53	48	54	54	54	54	50	54

* - тип матеріалу вибирається згідно заданої цифри варіанту з таблиці Е.1.

** - тип світлового проїому вибирається згідно заданої цифри варіанту з таблиці Е.3.

ДОДАТОК Ж

Таблиця Ж.1. Технічні характеристики утеплювачів Johns Manville (США)

Найменування показника	Одиниці вимірювання	U1359	AU333	AU398
Область застосування		Теплоізоляція підлоги, стін, дахів	Теплоізоляція підлоги, стін, дахів	Будівництво доріг, підземних тепломереж
Термічний опір	м ² ·К/Вт	4,4	3,3	1,9
Теплопровідність при (25±5) °С	Вт/(м·°С)	0,034	0,034	0,034
Міцність на стискання	МПа	0,34	0,34	0,47
Група вогнестійкості		Г1	Г4	Г4
Температура застосування	°С	-50 до +450	-50 до +450	-50 до +450

Таблиця Ж.2. Технічні характеристики утеплювачів ТЕПЛОМА (Росія)

Найменування показника	Одиниці вимірювання	ТЕПЛОМА 35	ТЕПЛОМА 35 СТАНДАРТ	ТЕПЛОМА 45
Область застосування		Теплоізоляція підлоги, стін, дахів	Теплоізоляція підлоги, стін, дахів	Будівництво доріг та залізниці, підвалин, злітних смуг, підземних тепломереж та тунелів, холодильних камер
Густина	кг/м ³	От 35,0 до 39,0	От 35,0 до 39,0	От 43,0 до 46,0
Теплопровідність при (25±5) °С	Вт/(м·°С)	0,028	0,028	0,028
Міцність на стискання	МПа	0,34	0,34	0,47
Група вогнестійкості		Г1	Г4	Г4
Температура застосування	°С	-50 до +70	-50 до +70	-50 до +70

ДОДАТОК 3

Таблиця 3.1. Перелік засобів вимірювальної техніки

№ п/п	Тип ЗВТ (назва, умовне позначення, виробник)	Номер за Державним реєстром	Встановл. міжпові- рочний інтервал
1	2	3	4
1	Витратоміри-лічильники електромагнітні "ВЗЛЕТ ЭР-У" виробництва ТОВ "Взлет-Прем'єр", м. Київ	У1468-06	4 роки
2	Лічильники води одноструменеві крильчасті ETR-UA виробництва ТОВ "Дельта-Вектор", ТОВ "Енергозберігаючі системи", м. Київ	У2064-05	4 роки
3	Теплолічильники Supercal 531, Supercal 539, Supercal... Модифікації Supercal 531 та Supercal 539 виробництва Фірми "AQUATHERM" P.P.H. Kujawinski, Lewko Sp.j., Польща	У330-06	4 роки
4	Лічильники води крильчасті ЛК виробництва ДП "Новатор", м. Хмельницький	У1740-03	4 роки
5	Перетворювачі витрати електромагнітні ЭМПР виробництва ПП "Аква Україна", м. Київ	У1357-04	4 роки
6	Лічильники води крильчасті CBK-1,5 виробництва ВО "Комунар", м. Харків	У1399-05	4 роки
7	Тепловодолі-чильники ЭРГОМЕРА-125 виробництва ПНВП "Ергомера", м. Дніпропетровськ	У1534-01	4 роки
8	Лічильники води крильчасті ТАКТ виробництва МПП "ТАКТ", м. Трускавець Львівської обл.	У1097-03	4 роки
9	Тепловодолічильники POLLUSTAT... виробництва Групи "Sensus Metering Systems", Німеччина, Словаччина	У1703-05	4 роки
10	Лічильники холодної та гарячої води одноструменеві крильчасті JS виробництва фірми METRON Sp. z o.o., Польща	У492-03	4 роки

Продовження табл. 3.1.

1	2	3	4
11	Лічильники води крильчасті <i>KB-1,5, KB-1,5i</i> виробництва ВАТ "Електротермометрія", м. Луцьк	У333-03	4 роки
12	Лічильники води багатоструменеві крильчасті <i>МТК-UA, МТW-UA</i> виробництва ТОВ "Енергозберігаючі системи", м. Київ	У2207-05	4 роки
13	Перетворювачі витрати <i>ULTRASTAR</i> виробництва ТОВ "АНТАП УКРАЇНА", м. Київ	У1939-04	4 роки
14	Тепловодолічильники <i>X12</i> виробництва ТОВ "Вимірювальні технології"	У1195-04	4 роки
15	Тепловодолічильники <i>СВТУ-10М</i> виробництва Фірни "Семпал Ко ЛТД", м. Київ	У947-04	4 роки
16	Лічильники холодної та гарячої води крильчасті <i>JS</i> виробництва Фабрики водомірів PoWoGaz SA, Польща	У477-06	4 роки
17	Лічильники води одноструменеві крильчасті <i>E-T QN...</i> виробництва Групи "Sensus Metering Systems", Німеччина, Словаччина	У272-04	4 роки
18	Лічильники води одноструменеві крильчасті <i>MEIJET..., E-T QN..., ResidiaJet..., DNN...</i> Модифікації <i>ResidiaJet..., DNN...</i> виробництва Групи "Sensus Metering Systems", Німеччина, Словаччина	У272-05	4 роки
19	Лічильники води багатоструменеві крильчасті <i>М-Т ..., МТ ..., М-N ..., XN ..., XNP ...</i> виробництва Групи "Sensus Metering Systems", Німеччина, Словаччина	У273-05	4 роки
20	Лічильники води турбінні <i>WP-Dynamic..., WPVD..., MEITWIN...</i> виробництва Групи "Sensus Metering Systems", Німеччина, Словаччина	У559-05	4 роки
21	Лічильники теплової енергії <i>CA-97</i> виробництва ЗАТ "АСВЕГА-У", м. Київ	У919-98	4 роки
22	Лічильники теплоти та рідини <i>ЛВТЕ-3С</i> виробництва ТОВ "КатрЛесс", м. Київ	У1100-02	4 роки

Продовження табл. 3.1.

1	2	3	4
23	Теплолічильники <i>CALMEX N...</i> , <i>POLLUTHERM...</i> , <i>POLLUCOM 2</i> , <i>POLLUCOM E</i> , <i>POLLUCOM M</i> Модифікації <i>POLLUCOM 2</i> , <i>POLLUCOM E</i> виробництва Групи "Sensus Metering Systems", Німеччина, Словаччина	У550-06	4 роки
24	Лічильники води крильчасті <i>KB-2,5</i> , <i>KB-2,5i</i>	У1516-03	4 роки
25	Лічильники води крильчасті <i>КВБ</i> виробн. ВАТ "Електротермометрія", м. Луцьк	У689-03	4 роки
26	Теплолічильники <i>Суперком-01</i> , <i>Суперком-01-1</i> Модифікація <i>Суперком-01-1</i> виробництва НВП "Техприлад", м. Київ	У1036-06	4 роки
27	Теплообчислювачі <i>ЛВТЕ-3</i> виробництва ТОВ "КатрЛесс", м. Київ	У664-00	4 роки
28	Витратоміри-лічильники електромагнітні <i>ІБК</i> виробництва ТОВ "КатрЛесс", м. Київ	У1479-05	4 роки
29	Теплолічильники <i>Форт-04</i> виробництва ТОВ "ТЕРМО-ФОРТ", м. Київ	У937-02	4 роки
30	Теплообчислювачі <i>"Січ-М"</i> виробництва ПП "Фірма "Роднік-ІЮТ", м. Запоріжжя	У2148-05	4 роки
31	Лічильники холодної і гарячої води крильчасті <i>Е-ТХ</i> , <i>Е-ТХК</i> , <i>Е-ТХКА</i> , <i>Е-ТНХКА</i> виробництва Фірми Hydrometer GmbH, Techem International GmbH, Німеччина	У369-05	4 роки
32	Теплолічильники <i>SONOMETER...</i> виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, Danfoss A/S, Данія	У2210-05	4 роки
33	Теплолічильники <i>АКВА-МВТ</i> виробництва ПП "Аква Україна", м. Київ	У1057-05	4 роки
34	Теплолічильники <i>SHARKY-HEAT</i> виробництва Фірми Hydrometer GmbH, Німеччина	У1073-05	4 роки
35	Лічильники води турбінні <i>WS-Dynamic...</i> виробництва Групи "Sensus Metering Systems", Німеччина, Словаччина	У274-05	4 роки
36	Лічильники холодної та гарячої води крильчасті <i>М-Т...</i> , <i>М-МКЕМВ</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У368-07	4 роки

Продовження табл. 3.1.

1	2	3	4
37	Лічильники холодної та гарячої води крильчасті <i>E-TX, E-TXK, E-TXKA, E-THXKA</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У369-05	4 роки
38	Лічильники холодної та гарячої води турбінні <i>WS-MF, WS-MFD, WS-XKA, WS-XKA ZE</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У370-07	4 роки
39	Лічильники холодної та гарячої води турбінні <i>WP-MF, WP-MFD, WP-XKA, WPH-XKA</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У371-07	4 роки
40	Теплолічильники <i>RAY</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У2483-07	4 роки
41	Теплолічильники ультразвукові компактні <i>SHARKY</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У2484-07	4 роки
42	Теплолічильники <i>SCYLAR...</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У2485-07	4 роки
43	Теплолічильники <i>SHARKY VMT</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У2486-07	4 роки

Продовження табл. 3.1.

1	2	3	4
44	Теплообчислювачі <i>ENERGY-INT E</i> Виробництва фірми Hydrometer GmbH, Німеччина, фірми Elin Wasserwerkstechnik Ges. m.b.H., Австрія	У2487-07	4 роки
45	Лічильники холодної та гарячої води крильчасті <i>E-T 1,5-U</i> виробництва ТОВ „ГІДРОТЕК”, м. Київ	У1884-04	4 роки
46	Лічильники теплоти та рідини <i>ЛВТЕ-3С, ЛВТЕ-3С1</i> Модифікація <i>ЛВТЕ-3С</i> виробництва ТОВ „КатрЛесс”, м. Київ	У1100-07	4 роки
47	Тепловодо-лічильники „ <i>ВЗЛЕТ ТСП-У1</i> ”, „ <i>ВЗЛЕТ ТСП-У2</i> ” Модифікація <i>ВЗЛЕТ ТСП-У1</i> виробництва ТОВ „Взлет-Прем’єр”, м. Київ	У1437-07	4 роки
48	Теплолічильники <i>SHARKY HEAT-U</i> виробництва ДП "Укрводсервіс", ТОВ "Водолій-Енергосервіс", м. Київ"	У2449-07	4 роки

Таблиця 3.2. Узагальнені метрологічні характеристики вимірювальної техніки

Група засобів вимірювальної техніки (ЗВТ)	Узагальнені метрологічні характеристики групи ЗВТ	
	діапазон вимірювань	розряд, клас точності, границі допустимої похибки
1	2	3
Амперметри, вольтметри багатограничні	$1 \cdot 10^{-8} - 30 \text{ А}$ $0 - 1200 \text{ В}$; 50 Гц	кл.т. 1,0-1,5 згідно з ГОСТ 8711
Ампервольтметри електронні змінного струму	$0,1 - 10 \text{ А}$; $0,1 - 600 \text{ В}$ $20 - 1 \cdot 10^5 \text{ Гц}$	$\delta = \pm (0,2 - 4,0) \%$ згідно з ГОСТ 9781

Продовження табл. 3.2.

1	2	3
Амперметри , вольтметри, ватметри аналогові та самописні одно та багатограничні постійного та змінного струму.	$1 \cdot 10^{-3} - 300 \text{ A}$ $1 \cdot 10^{-6} - 1500 \text{ В,}$ від 40 Гц до 20 кГц	кл.т. 1,0-4,0 згідно з ГОСТ 8711
Амперметри змінного струму	$1 \cdot 10^{-3} - 20 \text{ A}$ $40 - 1 \cdot 10^3 \text{ Гц}$	2-й розряд, згідно з ГОСТ 8.022, кл. т. 0,1 – 0,5 згідно з ГОСТ 8711
Амперметри, вольтметри, ампервольтметри постійного струму	$1,5 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^3 \text{ В;}$ $3 \cdot 10^{-7} - 30 \text{ A;}$	кл.т. 0,1 - 0,5 згідно з ГОСТ 8711
Амперметри, вольтметри постійного та змінного струму	$1 \cdot 10^{-6} - 30 \text{ A,}$ $15 \cdot 10^{-3} - 1 \cdot 10^3 \text{ В}$ $40 - 20 \cdot 10^3 \text{ Гц;}$	2-й, 3-й розряд; згідно з ДСТУ 3834, ДСТУ П 4122, кл. т. 0,1 – 0,5 згідно з ГОСТ 8711, ГОСТ 8.022
Автоматизовані системи обліку і контролю електроенергії на базі пристрою інформаційного електровимірювального ІТЕК-210,220, ІТЕК-web	$1 \cdot 10^{-2} - 120 \text{ A;}$ $36 - 330 \text{ В}$ $\cos \varphi = -0,5 - +1$ $- +0,5$	$\delta = \pm (0,3 - 7,3) \%$
Амперметри, вольтметри на підвищених частотах	$1 \cdot 10^{-3} - 10 \text{ A,}$ $1 \cdot 10^{-3} - 750 \text{ В}$ $40 - 2 \cdot 10^4 \text{ Гц}$	кл.т. 1,0-4,0 згідно з ГОСТ 8711
Ватметри та ватварметри	$25 \cdot 10^{-3} - 10 \text{ A}$ $1 - 750 \text{ В ;}$ $40 - 20 \cdot 10^3 \text{ Гц}$ $\cos \varphi = 1$	2 розряд згідно з ДСТУ 4116 кл.т. 0,1-4,0 згідно з ГОСТ 8476
Вольтметри цифрові підвищеної точності	$1 \cdot 10^{-2} - 100 \text{ В;}$ $1 \cdot 10^{-6} - 1 \cdot 10^{-1} \text{ A;}$ $1 \cdot 10^{-3} - 1 \cdot 10^7 \text{ Ом;}$ $(40 - 1 \cdot 10^5) \text{ Гц}$	3 розряд, $\delta = \pm (0,01 - 0,50) \%,$ $\delta = + (0,005-0,050) \%$ згідно з ДСТУ 3834, ГОСТ 8.022

Продовження табл. 3.2.

1	2	3
Вольтметри цифрові постійного струму	$1 \cdot 10^{-5} - 1 \cdot 10^3 \text{ В};$ $1 \cdot 10^{-5} - 10 \text{ А};$ $1 \cdot 10^3 - 1 \cdot 10^7 \text{ Ом}$	$\delta = \pm (0,005 - 1,500) \%$ згідно з ГОСТ 14014
Вольтметри цифрові постійного та змінного струму однограничні	$1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^3 \text{ В}$ $40 - 1 \cdot 10^5 \text{ Гц}$	$\delta = \pm (0,02 - 1,00) \%$ згідно з ГОСТ 14014
Вольтметри цифрові універсальні та мультиметри	$1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^3 \text{ В};$ $1 \cdot 10^{-6} - 1 \text{ А}$ $1 \cdot 10^{-2} - 1 \cdot 10^7 \text{ Ом};$ $100 \text{ нФ} - 100 \text{ мкФ}$ $2 \cdot 10 - 1 \cdot 10^5 \text{ Гц}$	2,3 розряд, $\delta = +(0,05 - 2,00) \%$ згідно з ДСТУ 3712, ДСТУ 3834, ДСТУ 4064, ДСТУ П 4122, ГОСТ 8.022, МИ 1940
Вольтметри цифрові універсальні та високовольтні	$1 \cdot 10^{-6} - 1 \cdot 10^3 \text{ В},$ $1 \cdot 10^{-7} - 1 \text{ А},$ $1 \cdot 10^{-2} - 1 \cdot 10^9 \text{ Ом},$ $100 \text{ нФ} - 100 \text{ мкФ}$ $20 \text{ Гц} - 100 \text{ кГц}$	2,3 розряд, $\delta = \pm (0,015 - 4,500) \%$ згідно з ДСТУ 3712, ДСТУ 3834, ДСТУ 4064, ДСТУ П 4122, ГОСТ 8.022, МИ 1940
Вольтметри цифрові універсальні з широким динамічним та частотним діапазонами, а також високовольтні	$2 \cdot 10^{-1} - 3 \cdot 10^4 \text{ В};$ $2 \cdot 10^{-5} - 10 \text{ А}$ $2 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^3 \text{ В};$ $20 - 1 \cdot 10^5 \text{ Гц}$ $1 \cdot 10^{-2} - 5 \text{ А}$ $40 - 2 \cdot 10^3 \text{ Гц}$ $1 - 1 \cdot 10^9 \text{ Ом};$ $1 \cdot 10^{-14} - 1 \cdot 10^{-4} \text{ Ф}$	2 розряд $\delta = \pm (0,01 - 4,50) \%$ згідно з ДСТУ 3712, ДСТУ 3834, ДСТУ 4064, ДСТУ П 4122, ГОСТ 8.022, МИ 1940
Канали вимірювальні, комплекси технічних засобів	$1 - 20 \text{ мА};$ $9 - 15 \text{ В}$	$\delta = \pm (0,1 - 0,4) \%$

Таблиця 3.3. Узагальнені метрологічні характеристики вимірювальної техніки

Група засобів вимірювальної техніки (ЗВТ)	Узагальнені метрологічні характеристики групи ЗВТ	
	діапазон вимірювань	розряд, клас точності, границі допустимої похибки
1 Трансформатори напруги	до 35 кВ 100/3; 100 $\sqrt{3}$; 100 В; 50 Гц	кл. т. 0,5-1,0 згідно з ДСТУ ГОСТ 1983, ДСТУ ГОСТ 23625
2 Трансформатори струму	0,5 – 3·10 ³ А; 5 А; 50 Гц	кл.т. 0,05-1,0 згідно з ДСТУ ГОСТ 23624; ДСТУ ГОСТ 7746

ДОДАТОК И

Звітні дані про фактичний обсяг випуску продукції (Q), фактичне споживання електроенергії по агрегату (W_1) і відповідні значення технологічних параметрів (X_1 і X_2) наведено у табл. И.1.

($W_{\text{х.х.}} = 940$ кВт·год/добу; характеристика підведеної потужності лінійна).

Таблиця И.1. Дослідні дані агрегату за тиждень.

№ доби	1	3	5	7	2	4	6
Q , од/добу	720	960	1200	1440	1680	1920	2160
W_1 , кВт·г/добу	3153	4203	6231	7832	9217	15069	17693
Параметр X_1	111	153	135	124	186	213	237
Параметр X_2	51	55	47	43	38	32	26

Таблиця И.2. Планові значення продуктивності агрегату і технологічних параметрів.

Показники	Q , од.прод./доб	X	W , кВт·год/добу
Планові	1850 (перерви не припустимі)	X характ.	—
Змінені за об'єктивними причинами	1526	Збільшено на 10%	—
Фактичні	1526	Збільшено на 10%	8791